

NACIONES UNIDAS

COMISION ECONOMICA  
PARA AMERICA LATINA  
Y EL CARIBE - CEPAL



c2  
Distr.  
LIMITADA

LC/MEX/L.122  
26 de diciembre de 1989

ORIGINAL: ESPAÑOL

---

EVOLUCION Y PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO  
DEL ISTMO CENTROAMERICANO

(Versión preliminar)

24 MAY 1990

•

•

•

•

## INDICE

	<u>Página</u>
I. Resumen y conclusiones	1
II. La electricidad en el sector energético	8
1. La energía en el panorama económico	8
2. Los recursos energéticos autóctonos	8
a) Hidrocarburos	10
b) Leña	10
c) Hidroelectricidad	11
d) Geotermoelectricidad	13
3. Los balances energéticos	15
a) El balance energético regional	15
b) Los balances electroenergéticos	16
III. Demanda, oferta y consumo de electricidad 1980-1988	19
1. Características de los sistemas eléctricos	19
2. Requerimientos y suministro de potencia y energía	19
a) Los sistemas interconectados	20
b) Los sistemas nacionales	21
c) Las transferencias entre países	22
3. Disponibilidad de potencia y energía a 1988	24
a) Los sistemas interconectados	25
b) Los sistemas nacionales	26
4. Consumo y consumidores	27
a) Los sistemas interconectados	27
b) Los sistemas nacionales	28
c) Cobertura del servicio eléctrico	29

	<u>Página</u>
IV. Perspectivas de la demanda y oferta eléctricas 1989-2000	31
1. Proyecciones de la demanda	31
2. Programa de adiciones y retiros	31
a) Los sistemas interconectados	32
b) Los sistemas nacionales	32
3. Balance de oferta y demanda	34
a) Los sistemas interconectados	35
b) Los sistemas nacionales	36
4. Transferencias de energía eléctrica entre países	38
V. La cooperación externa	40
1. Proyectos en proceso	40
a) Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA)	40
b) Sistema de Interconexión de los Países de América Central (SIPAC)	42
c) Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA)	44
d) Otros proyectos de cooperación externa	46
2. Colaboración técnica	47
a) Los organismos internacionales y regionales	47
b) Empresas homólogas y organismos de cooperación binacional	48
3. Perspectivas a corto plazo	49
a) Proyectos	49
b) Colaboración técnica	50

## I. RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. La región centroamericana ha sufrido durante el decenio de 1980 una recesión continua y sin precedentes en los últimos cincuenta años. Entre otros fenómenos adversos, el producto, en términos del PIB por habitante, se contrajo 16% y esto se reflejó en el recrudecimiento de los ya deteriorados índices de la pobreza que afecta a dos tercios de la población total.

2. Los energéticos comerciales, petróleo y electricidad, recibieron el impacto de la crisis, que resultó más agudo para el primero. En el período 1980-1988, los hidrocarburos derivados del petróleo se incrementaron 2.7% y la energía eléctrica 4.5%, tasas inferiores a las del decenio anterior. Como consecuencia, el consumo per cápita de los primeros se estancó y el de la segunda sólo creció 2.1%.

3. Por otra parte, el Istmo Centroamericano cuenta con un potencial considerable de recursos energéticos autóctonos, susceptibles de aprovecharse, cuya magnitud alcanza un total de unos 360 TWh. La participación en éste es de 36% de hidrocarburos, 31% de leña, 31% de hidroelectricidad y 2% de geotermoelectricidad. Por países, a Guatemala le corresponde más de la mitad por la incidencia de las reservas de petróleo y un tercio a Honduras, Costa Rica y Panamá en conjunto.

4. El potencial de petróleo se encuentra sólo en Guatemala. Las reservas probadas, de acuerdo con cifras recientes, suman 81 millones de barriles, mientras que la producción presente es tan sólo de 4,000 barriles diarios. Existen refinerías en cada uno de los seis países con capacidades nominales del orden de los 15,000 barriles diarios, con excepción de la de Panamá, que es de 80,000, y cuya producción se destina en gran medida a la exportación.

5. El recurso leña económicamente aprovechable, una de las fuentes de uso tradicional, se estimó en unos 110 TWh equivalentes a 30.6 millones de toneladas y a un tercio de la oferta total. Su aprovechamiento promedio en la región fue de 21% en 1986, aun cuando el de El Salvador, país en el que se han sobreexplotando los bosques naturales, éste resultó de 146%.

6. El potencial hidroeléctrico regional en términos de proyectos identificados es de unos 110 TWh, de los cuales casi 75% se ubica en los cuatro países del bloque sur y unos dos tercios corresponden a proyectos evaluados. El grado de aprovechamiento del potencial identificado es tan solo de un 11%. Ello obedece básicamente a lo reducido del mercado que en 1988 se abasteció en un 85% con hidroelectricidad.

7. El potencial energético hidro se concentra en Costa Rica (34%), Guatemala (21%) y Panamá (19%). Los proyectos de mayor dimensión son el Usumacinta (9,000 GWh) en la frontera Guatemala-México, y Boruca (6,000 GWh) en Costa Rica; los de nivel intermedio, entre 1,000 GWh y 2,000 GWh, se encuentran: cinco en Guatemala, uno en El Salvador, tres en Honduras, dos en Nicaragua, tres en Costa Rica y tres en Panamá.

8. Los recursos geotermoeléctricos, pese a las múltiples manifestaciones de su existencia, no han sido evaluados adecuadamente, sobre todo por razones de costo y de complejidad tecnológica. Sin embargo, se ha estimado un potencial

de unos 9.5 TWh, sobre la base de proyectos identificados, de los cuales el mayor número corresponde a El Salvador y Nicaragua. Este potencial sólo ha sido aprovechado en menos de 10% en los dos países mencionados.

9. Los balances energéticos regionales muestran con claridad el efecto de la crisis económica en el comportamiento del sector de la energía. Destaca en ellos la oferta de leña e hidrocarburos, cuya participación conjunta excede de 90%. El 10% corresponde a la electricidad; esta proporción aumentaría considerablemente si en lugar de la energía disponible se considerara la denominada energía útil, y que la eficiencia de utilización de la leña fuera de 10%, la de hidrocarburos, 33% y la de hidroelectricidad, 80% lo que implica mayores pérdidas de energía para los dos primeros.

10. En los balances electroenergéticos sobresalen la menor pérdida de energía primaria con la generación hidroeléctrica, durante el decenio de 1980. En ese lapso dicha generación aumentó considerablemente. Ello indica la conveniencia de utilizar el recurso hidro para aprovechar de manera racional la energía. También muestran una reducción importante del consumo en el sector industrial, compensado sobre todo por el del sector residencial. Ello como consecuencia de la recesión económica que se observó en todos los países del Istmo, en el período 1980-1988, con excepción de Panamá, donde la crisis se inició a finales de ese lapso.

11. Los sistemas eléctricos de los países de América Central son fundamentalmente radiales y longitudinales debido a la dispersión de los principales centros de generación y carga. Esta situación se acentúa con la integración eléctrica del Istmo, que es de forma alargada, y donde las ciudades capitales están distantes entre sí. Se consideran sistemas débiles que requieren de mayores compensaciones y controles, al contrario de los que tienen una configuración mallada que facilita su operación.

12. Los requerimientos de potencia en el período 1980-1988 se incrementaron a tasas medias anuales moderadas (5.3%), en comparación con casi 8% en el decenio de 1970; esto dio por resultado una demanda de potencia máxima de unos 2,400 MW en 1988. Para abastecerla, la oferta de potencia se incrementó en forma considerable, alcanzando unos 4,000 MW, con una alta participación de centrales hidroeléctricas grandes. Este considerable incremento tuvo dos razones: la experiencia del mercado en el decenio anterior y la necesidad de disminuir la generación térmica por los altos costos del petróleo y por ser éstos impredecibles.

13. En el período 1980-1988, la oferta y la demanda interna de energía eléctrica del bloque sur (Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá) mostraron mayor dinamismo (5.5%) que las del bloque norte (Guatemala y El Salvador) (4.2%), y un factor de carga más alto (62%). En 1988, la demanda en ambos bloques se abasteció principalmente con energía hidroeléctrica, si bien ésta se empleó en mayor proporción en el bloque sur (87%).

14. Los mercados más grandes del Istmo son Costa Rica y Panamá, les siguen Guatemala y El Salvador y, finalmente, Honduras y Nicaragua. El sistema eléctrico hondureño contó con el mercado más dinámico, ya que creció a una tasa media anual de 7.2%, promediando potencia y energía. En segundo lugar se situaron Costa Rica y Panamá con 5.5%. La participación de la energía

hidro y geo en la generación eléctrica de todos los países superó el 50% y excedió el 85% en Guatemala, Honduras, Costa Rica y Panamá.

15. La interconexión eléctrica entre Nicaragua-Costa Rica se completó en 1982, la de Costa Rica-Panamá en 1986, y la correspondiente a Honduras-Nicaragua en 1976. Los sistemas de Guatemala y El Salvador se interconectaron en 1986. Para completar la integración eléctrica del Istmo Centroamericano sólo falta que se interconecten Honduras y El Salvador. Estas interconexiones permitieron que se valorizaran grandes excedentes de energía hidroeléctrica en la región (2,560 GWh) en el período 1980-1988. Los mayores se registraron en Costa Rica, en las centrales del complejo Arenal-Corobici, a partir de 1982, y en Honduras, en la central El Cajón desde 1985; los países receptores típicos fueron Nicaragua y Panamá. Los intercambios entre Guatemala y El Salvador resultaron similares en el período 1986-1988. La energía valorizada se estimó en 115 millones de dólares, sobre la base de un costo de 4.5 centavos de dólar el KWh, por ahorro de combustible.

16. En 1988, la oferta de electricidad alcanzó en el Istmo unos 3,510 MW de potencia efectiva. La energía generable fue de unos 17,060 GWh y 14,440 GWh para año medio y año crítico, respectivamente. La participación bloque sur/bloque norte fue de 69/31 para potencia y de 71/29 para la energía, ésta última en año medio. Los factores de planta (oferta) resultaron inferiores a los de carga (demanda), especialmente para el año crítico, lo cual muestra un faltante de energía en relación con la potencia disponible. Hubo diferencias importantes entre los factores de planta y de carga en ambos bloques que se agudizaron en año crítico.

17. La oferta de energía económica (hidro y geo) fue relativamente alta en 1988, en relación con los requerimientos del mercado interno. Tuvo un valor mínimo de 62% en Nicaragua y uno máximo de 141% en Honduras, en año medio. La relación potencia/energía más crítica del Istmo se dio en Panamá, al coincidir en 1988 el mayor factor de carga (64.6%) con el menor factor de planta (44.1%).

18. El consumo de energía eléctrica regional aumentó menos que la generación neta debido a las pérdidas de transmisión y distribución, que se incrementaron de 12.7% a 16.6% en el período analizado. En el consumo sectorial destacó la participación del sector industrial que se redujo de manera apreciable debido a la crisis económica. Esta merma fue mayor en Guatemala, El Salvador y Nicaragua. La estructura del consumo por sectores resultó en 1988 de 37% en el residencial, 21% en el comercial, 27% en el industrial y 15% en "otros". Las ponderaciones más alejadas de esos promedios regionales fueron el consumo comercial en Nicaragua (9%), el residencial en Costa Rica (47%) y el industrial en Panamá (12%).

19. La cobertura del servicio eléctrico (habitantes servidos) aumentó 50% en los últimos 10 años; en 1988 se situó ligeramente abajo de la mitad de la población; eso significa que 14.8 millones de personas no tenían electricidad. La cobertura más amplia, en ese mismo año, se observó en Costa Rica (87%) y Panamá (60%) y las más bajas en Honduras (32%) y Guatemala (31%).

20. Las proyecciones regionales del mercado eléctrico para el período 1989-2000 (tasa media anual de 6%) se consideran moderadas y optimistas, en relación con las de 1980-1988. Los cálculos para el bloque norte (6.9%) superan a los del bloque sur (5.6%), en contraste con la experiencia histórica. Las mayores tasas corresponden a El Salvador (7.3%) y las menores a Nicaragua (3.9%), siempre en valores promedio para potencia y energía.

21. Se ha programado la puesta en operación de centrales medianas y pequeñas, a nivel regional, con miras a lograr una cobertura gradual de mínimo costo financiero. Las adiciones y los retiros, en el período 1989-2000 sumarían unos 2,750 MW de potencia con energía generable de 15,920 GWh y 14,300 GWh en años medio y crítico. La energía económica excedería la térmica convencional, a nivel regional y de bloques, sobre todo en el bloque norte.

22. En Honduras se adicionarían sólo turbinas a gas, exceptuando una hidro en el año 2000. En Nicaragua, las nuevas centrales serían casi en su totalidad geotérmicas con sus consiguientes altas disponibilidades de energía económica. En Costa Rica se mantendría la tradicional abundancia de energía económica, con la adición principalmente de centrales hidro y geo. En Panamá se agregarían centrales hidrotérmicas, principalmente, incluyendo una central a vapor de carbón (150 MW). Guatemala adicionaría pequeñas hidro complementadas con centrales de base (geotérmicas y a vapor). En El Salvador las nuevas centrales incluirían geotérmicas de tamaño pequeño y mediano, térmicas a vapor y una hidro de gran dimensión en el año 2000.

23. El balance regional de demanda/oferta de potencia y energía muestra un margen de reserva, en potencia efectiva, superior a 23% y las centrales hidro y geo podrían suplir más del 80% del mercado en el período de 1989-2000. Las reservas de energía total se acercarían al límite mínimo razonable en un año crítico. La energía generable bastaría, en año medio, para colocar en la curva de carga (afirmar) hasta 90% de la potencia efectiva disponible como mínimo durante el período, porcentaje que se reduciría considerablemente en el año crítico.

24. Durante el lapso 1989-2000, en el bloque sur, las reservas de energía total se conservarían dentro de límites considerados normales en año crítico. También se contaría con energía suficiente para afirmar la totalidad de la potencia disponible en los años hidrológicos medios y sólo 90% de ella al final del decenio de 1990, en año crítico. En el bloque norte, las reservas totales de energía en año crítico permanecerían en un punto inferior a 10% en casi todo el período. Sin embargo, la energía disponible en años hidrológicos medios podría afirmar como mínimo un 90% de la potencia efectiva.

25. Los balances de oferta-demanda de potencia y energía de los cuatro países del bloque sur tienen altos márgenes de reserva en potencia; la posible participación de la generación hidro y geo es en todo momento superior al 70%; las reservas de energía total en año crítico más bajas corresponderían a Honduras y las más altas a Nicaragua; las energías requeridas para afirmar como mínimo un 90% de las potencias efectivas disponibles bastarían en todos los países en años hidrológicos medios y sólo en Nicaragua y Costa Rica en año crítico. En el bloque norte, las reservas de potencia serían suficientes, si bien ligeramente menores que en el bloque



sur, mientras que las correspondientes a energía total en año crítico son bajas y, en varios años, muy negativas sobre todo en Guatemala. Las energías generables en años medios podrían afirmar fácilmente 90% de la potencia disponible en años medios y sólo excepcionalmente, en condiciones de año crítico.

26. Se consideran exiguos los excedentes exportables (sobreoferta) de energía económica de los cuales se dispondría en la región, debido a que sólo Honduras (1989-1992) y Costa Rica (1989-2000) contarían con ellos. Habría otros excedentes de energías turbinables por insuficiencia de regulación en los embalses que no se podrían colocar en la curva de carga en horas fuera de pico. El total de excedentes podría promediar 500 GWh por año con un valor anual de 22.5 millones de dólares en el período 1992-2000.

27. El subsector eléctrico del Istmo Centroamericano recibe cooperación externa de organismos binacionales regionales e internacionales, así como de empresas homólogas de otros países ya sea en forma de proyectos específicos, apoyo técnico o recursos financieros.

28. El Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA) comprende: cursos sobre análisis de potencia y en planeamiento de sistemas interconectados hidrotérmicos y de multiembalses; estudios de seguridad operativa y de planeamiento operativo adaptados a los sistemas eléctricos del Istmo, incluyendo montaje de los modelos pertinentes. Su financiamiento externo proviene de una cooperación técnica no reembolsable del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por 2.28 millones de dólares. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con el apoyo de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), tiene a su cargo la ejecución del proyecto, que se encuentra en su fase inicial de operaciones.

29. El proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIPAC) fue propuesto por el Gobierno de España a los países centroamericanos. Consiste en la construcción de un sistema troncal de interconexión regional a una tensión de 500 kV, cuya gestión ha estado a cargo de la empresa eléctrica nacional de dicho país (ENDESA). Se han completado algunos estudios técnicos y firmado diversos protocolos para concretar su realización, tanto a nivel de gobiernos como de las empresas eléctricas participantes. Se han planteado algunos interrogantes sobre problemas técnicos relacionados con: la tensión de 500 kV, en tanto que la utilizada en los sistemas existentes es de 230 kV; lo oportuno de construir una línea troncal de alto voltaje, frente a la magnitud reducida de las transferencias de electricidad que se prevén a mediano plazo, y la rentabilidad de la inversión requerida.

30. El proyecto Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA), que forma parte del Plan Especial de Cooperación Económica para Centroamérica (PEC), tiene como objetivo básico conseguir apoyo económico para toda una gama de necesidades apremiantes de las empresas eléctricas relacionadas con el manejo eficiente de sus instalaciones eléctricas y que no se han podido resolver por falta de fondos. El financiamiento para las labores de gestión, coordinación y evaluación del proyecto proviene del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD); su ejecución está a cargo del Banco Mundial, en asociación con la

CEPAL. Actualmente se ha completado la fase DIEICA-I, que incluye metodologías de evaluación y selección, así como la determinación de prioridades y la elaboración de perfiles, todo ello en relación con los proyectos elaborados por las empresas interesadas. Se ha programado una segunda fase (DIEICA-II) que está nuevamente a cargo del Banco Mundial y la CEPAL cuyo objetivo básico es fortalecer el desarrollo institucional de las propias empresas eléctricas y propiciar una mayor integración de sus sistemas eléctricos.

31. Entre otros proyectos de cooperación se ha contado con el apoyo de ROCAP-AID para el establecimiento de una base de datos económico-energéticos; el apoyo de los países nórdicos, por intermedio de NORDEL en materia de comunicaciones en el subsector eléctrico. Esta cooperación se encuentra en vías de formalización.

32. De los organismos regionales, destaca la colaboración tradicional que la CEPAL ha venido brindando por varias décadas a las empresas eléctricas de América Central, tanto por intermedio del Subcomité de Electrificación y de sus organismos subsidiarios, como del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE). Las actividades recientes de cooperación incluyen: asesoría de confianza, estudios específicos de sistemas eléctricos realizados por grupos ad hoc de profesionales centroamericanos, y celebración de múltiples reuniones formales e informales en donde se discuten los problemas que aquejan a las empresas y se definen actividades para darles solución.

Otros organismos que también prestan colaboración técnica son el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), la Secretaría del Tratado de Integración Económica de Centroamérica (SIECA), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el Instituto de Economía Energética (IEE) de Argentina y el Banco Mundial.

33. La mayor cooperación de empresas homólogas es la que presta la C.F.E. de México, que incluye: a) apoyo técnico logístico en las actividades puntuales; b) colaboración técnica y transferencia metodológica en la ejecución del PARSEICA, y c) la realización de investigaciones especializadas en instalaciones eléctricas de los países del Istmo.

Otras empresas homólogas que también han prestado apoyo de carácter esporádico, a una o varias de las empresas eléctricas del Istmo, son: la Compañía Eléctrica de Taiwan; la empresa eléctrica de Suecia; la Empresa Nacional de Electricidad de Chile (ENDESA) y Electrobras de Brasil. También suministran apoyo organismos binacionales, entre ellos ROCAP de los Estados Unidos, CIDA de Canadá, GTZ de Alemania Occidental y NORDEL de los países nórdicos.

34. Las perspectivas de la cooperación externa son muy positivas por la creciente interrelación y apertura que se está logrando en los ámbitos regionales y en la esfera internacional. El PARSEICA y sus subproyectos DIEICA se estima se desarrollarán normalmente y con el éxito esperado, en virtud de que atendería necesidades fundamentales y urgentes de las empresas interesadas. El SIPAC, pese a que tiene como objetivo la integración eléctrica de los seis sistemas nacionales, y es de alta prioridad, plantea interrogantes como el grado de tensión del interconector, y la organización requerida para su manejo, todo ello en función de los factores tiempo, costo

y rentabilidad. También se prevé que la colaboración de organismos regionales binacionales y empresas homólogas deberá continuar y acrecentarse en el tiempo.

35. No debería existir duplicidad entre las labores tradicionales que la CEPAL lleva a cabo en el sector eléctrico del Istmo y los trabajos que realiza el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Los recursos de que disponen ambas instituciones son insuficientes para la ejecución de las labores pendientes, por lo que se recomienda: gestionar más recursos; coordinar y asignar prioridades a las actividades pendientes, y llevarlas a cabo de acuerdo con el apoyo humano y financiero con que cuente cada organismo.

## II. LA ELECTRICIDAD EN EL SECTOR ENERGETICO

### 1. La energía en el panorama económico

Tras un largo período de dinamismo sostenido, que se inició en la segunda mitad del siglo, las economías de los países de América Central comenzaron a debilitarse y luego entraron en una fase negativa a mediados de los años setenta. Esta situación se mantuvo casi inalterable durante la década de 1980, con algunas variantes entre países, en especial en el caso de Panamá, donde la crisis comenzó algunos años más tarde. En el ámbito regional los efectos de la crisis se reflejan, en términos generales, en un estancamiento del producto interno bruto (PIB) y un crecimiento lento del consumo de energía comercial a una tasa media anual de 3%, ambos en el período 1980-1988. Por otra parte, el incremento de la población fue de 2.7%, lo que significó una caída brusca del producto per cápita (15.9%) y un agravamiento de la pobreza que afecta a más del 60% de la población del Istmo.

Las repercusiones en el sector energético con motivo de la crisis afectaron la evolución de los denominados energéticos comerciales --petróleo y electricidad--, por su considerable incidencia en las economías. Sin embargo, el efecto fue mucho más pronunciado en los hidrocarburos derivados del petróleo, cuyo consumo aumentó 2.7% en el mismo lapso, en tanto que en el caso de la energía eléctrica fue de 4.5%. Una vez más, en relación con el incremento de población, los hidrocarburos casi permanecieron estancados y la electricidad tuvo un aumento pequeño (2.1%). Todo lo anterior, en términos de tasas anuales medias en el período antes mencionado.

Con base en las cifras anteriores se pueden estimar, en términos generales, la intensidad y la productividad de los energéticos comerciales. La primera indica el grado de utilización de la energía en función de la totalidad de los consumidores potenciales; la segunda, la eficiencia del uso de los energéticos comerciales en la generación del producto nacional. Al respecto, el consumo de los energéticos comerciales por habitante casi no creció, debido a la participación mayoritaria de los hidrocarburos derivados del petróleo, cuya evolución se estancó. La relación PIB/energía comercial disminuyó de manera considerable (18%), como consecuencia de la virtual paralización del producto. En ambos casos, las cifras reflejan el efecto negativo de la crisis económica sobre los energéticos comerciales, que obedece también a las retroalimentaciones normales economía-energía-economía. (Véanse los gráficos 1 y 2.) <sup>1/</sup>

### 2. Los recursos energéticos autóctonos

A grandes rasgos, los principales factores que afectan de manera significativa el potencial y la disponibilidad de los recursos energéticos

---

<sup>1/</sup> Los cuadros y gráficos que se citan a lo largo de este estudio se incluyen en el documento de la CEPAL: Estadísticas y proyecciones del subsector eléctrico del Istmo Centroamericano (LC/MEX/L.124), del 29 de diciembre de 1989.

autóctonos de la región son los siguientes: a) el Istmo está ubicado entre los paralelos 7° y 18° de latitud norte y atravesado por una franja de alta actividad sísmica que forma parte del denominado Cinturón de Fuego del Pacífico, en el cual se encuentran varios volcanes, algunos de actividad latente; b) su orografía es cambiante, con planicies costeras, altiplanos de considerable magnitud y una cadena montañosa principal que sigue una trayectoria norte a sur y tiene múltiples elevaciones que sobrepasan los 3,000 metros; c) su geología es muy heterogénea e incluye cuencas sedimentarias, algunas con características similares a las que han producido petróleo en regiones circunvecinas, y d) su gran variedad de climas y microclimas presenta las siguientes características principales: dos estaciones, una lluviosa de mayor duración y otra seca; un amplio rango de temperaturas entre las zonas cálidas de las costas y las templadas de los altiplanos; gran disponibilidad de sol tanto en términos de días como de horas durante el día y, finalmente, vientos que van desde los más calmados hasta los temibles huracanes que azotan con periodicidad y mayor fuerza los países ubicados al norte de la región.

Se presentan algunos comentarios en torno a los recursos energéticos de la región, sobre la base de resultados cuantitativos actualizados obtenidos mediante evaluaciones de su potencial de uso. No se hace referencia a condiciones geológicas y de otra índole propicias a la existencia de esos recursos, las cuales se pueden encontrar en varias publicaciones de carácter global. Se cubrirán: la biomasa forestal, cuya producción se fortalece por la abundancia de lluvia y sol; los recursos hidroeléctricos, producto de la considerable escorrentía fluvial, en conjunción con los desniveles topográficos y los sitios de embalse; la geotermia que se genera por el calentamiento, a muy altas temperaturas, de aguas subterráneas entrapadas por transferencia de calor del magma terrestre y, por último, los hidrocarburos que, en términos simplistas, proceden de transformaciones físico-químicas de materia biomásica ocurridas durante largos periodos geológicos. No se incluyen recursos como el bagazo de caña y otros desechos agropecuarios, tampoco las energías solar y eólica, entre otros, de indiscutible valor energético, en virtud de su reducida incidencia en los balances energéticos nacionales.

Los recursos considerados se cuantificaron tanto en sus unidades tradicionales como en términos de unidades eléctricas --con base en equivalencias calóricas-- para facilitar su comparación global con las cifras del subsector eléctrico.

Con el propósito de obtener una idea del potencial de los recursos energéticos autóctonos del Istmo Centroamericano, se compendiaron los valores de los siguientes potenciales considerados más confiables: para el recurso leña, la oferta económicamente aprovechable; en hidro y geo, el potencial de proyectos identificados y en hidrocarburos, las reservas comprobadas. Cabe subrayar que las evaluaciones de los diferentes recursos se realizaron con distintos grados de precisión y cobertura, tanto para el conjunto de la región como por país. Al respecto, y en términos muy generales, los potenciales de leña e hidroelectricidad corresponden al ámbito regional y cubren casi la totalidad de los países. La geotermia y los hidrocarburos no incluyen todos los países y es muy variable su cobertura nacional.

Pese a las limitaciones anteriores, los resultados obtenidos pueden considerarse indicativos de la importancia global del potencial de los recursos energéticos en los ámbitos nacional y regional, en función de los datos más confiables disponibles al presente. Dicha información también se considera representativa de los recursos más accesibles, tanto desde el punto de vista práctico como financiero y, por ende, de los proyectos que se desarrollarían de manera prioritaria. Guatemala muestra una considerable ventaja sobre el resto de los países con un 54% del total que se reduce a 28% si se excluyen los hidrocarburos; le siguen, Costa Rica (14%), Honduras (11%) y Panamá (10%).

La distribución por tipo de energéticos, excluyendo los hidrocarburos, muestra que la leña predomina en los tres países situados más al norte, mientras que la hidro es más abundante en los otros tres, lo que da por resultado un balance entre ambos energéticos. Por último, el potencial regional alcanza un valor de unos 360 TWh que se distribuye por recurso como sigue: leña (31%), hidro (31%), geo (2%), hidrocarburos (36%). (Véase el cuadro 1.)

#### a) Hidrocarburos

Los hidrocarburos derivados del petróleo son los energéticos de mayor importancia en los seis países del Istmo por su uso predominante en los diversos sectores de la economía y sus cuantiosas implicaciones financieras en las economías nacionales. Sin embargo, sólo se han descubierto pozos comercialmente explotables y se han encontrado reservas probadas en Guatemala. Ello debido, entre otras razones sobre todo de índole jurídico-administrativo, a las grandes sumas de capital de riesgo que demanda toda la gama de investigaciones y trabajos requeridos antes de llegar a resultados concretos. Aunque también pudo haber influido de manera negativa la disponibilidad de grandes recursos en explotación comercial de países circunvecinos como México y Venezuela, así como su relativa abundancia en la esfera mundial.

En Guatemala, las reservas de petróleo a fines de 1988 ascendían a 81 millones de barriles --cifra que duplica la del año anterior--, equivalentes a unos 130 TWh anuales. Sin embargo, la producción de crudo en Guatemala es incipiente, con rendimientos en los últimos años del orden de los 4,000 barriles diarios.

En vista de que los hidrocarburos derivados del petróleo se obtienen casi en su totalidad del exterior, y sobre todo en forma de petróleo crudo, se cuenta en cada país con refinerías para su procesamiento. La disponibilidad de derivados para el consumo nacional está, por lo tanto, condicionada en parte a las características de dichas refinerías. En términos de barriles por día, su capacidad de refinación --en destilación atmosférica-- alcanza unos 157,000 bls de los cuales 80,000 bls corresponden a Panamá, cuya producción está orientada en mayor medida a la exportación. Los cinco países restantes cuentan con refinerías pequeñas (14,000 a 17,000 bls/día). (Véanse de nuevo el cuadro 1 y el cuadro 2.)

b) Leña

El recurso primario de mayor cobertura es, sin lugar a dudas, la leña proveniente de los bosques naturales y las zonas arbustivas que cubren 45% de los casi 500,000 km<sup>2</sup> de la superficie del Istmo. Su oferta total se desglosó en económicamente aprovechable y en potencial. La primera, utilizada por tradición en el Istmo, se obtiene sobre todo de la deforestación y de podas de cultivos agrícolas. La segunda provendría del aprovechamiento sistemático y racional de los bosques naturales, actividad de difícil realización en el presente en la región. También se relacionaron las ofertas anteriores con su aprovechamiento en 1986, por ser éste el año más reciente para el cual se dispuso de información.

En materia de cobertura territorial, el factor predominante en cuanto a recursos biomásicos, tres países (Nicaragua, Honduras y Guatemala) tienen una superficie bastante similar que excede en cada uno de 100,000 km<sup>2</sup> y en conjunto abarca casi el 70% del Istmo. En el extremo opuesto, El Salvador sólo cuenta con 21,000 km<sup>2</sup> de superficie.

La oferta total de leña en Guatemala y Panamá, en conjunto, representa la mitad de la región. Les siguen Honduras (21.9%), Nicaragua (17%), Costa Rica (9%) y El Salvador (2%). En términos generales, la oferta económicamente aprovechable guarda una buena relación con la oferta total en lo que concierne a su ordenamiento por tamaños, si bien se observan diferencias considerables en la participación relativa. Los ejemplos más representativos son Nicaragua y El Salvador, cuyas ponderaciones en la oferta total y en la económicamente aprovechable son de 17% y 8.1% y de 2% y 6.2%, respectivamente. En cifras absolutas de 1986, las ofertas anteriores ascendieron para todo el Istmo a 92.1 millones de toneladas y 30.6 millones de toneladas, respectivamente, equivalentes a 332 TWh y 110 TWh.

En el aprovechamiento de la leña se dan dos situaciones diferentes, una positiva, cuando se utiliza el crecimiento vegetativo o porción renovable, y otra negativa, cuando se trata de productos de la deforestación. En vista de que en la oferta económicamente aprovechable no se diferencian las dos fuentes de leña anteriores, resulta casi imposible calificar como beneficioso un alto grado de aprovechamiento, como sería lo típico por tratarse de un recurso renovable. En función de las ofertas totales, los aprovechamientos se mantienen por debajo del 30% en todos los países, con excepción de El Salvador, donde alcanza 146%. Por otra parte, la utilización de las ofertas económicamente aprovechables es alta en la mayoría de los países: llega a 70% aproximadamente en Guatemala y Nicaragua, y a 182% en El Salvador. Los valores que exceden de 100% reflejan en buena medida la magnitud de la deforestación que implica la destrucción del recurso natural. (Véase el cuadro 3.)

c) Hidroelectricidad

Los recursos hidroeléctricos son los de mayor interés en este capítulo por su mayor beligerancia para el sector objeto de este documento, y por su participación destacada en los problemas energéticos nacionales y de la región en su conjunto. Para considerar el potencial hidroeléctrico se dispone de valores a dos niveles: el más alto se denomina "potencial

identificado" --corresponde al inventario de proyectos identificados individualmente como tales-- y el "potencial de proyectos" que se limita a aquéllos en los que se han cuantificado, con mayor grado de precisión, la capacidad (MW) instalable y la energía generable en año medio (GWh). Se incluyen en ambos casos las centrales en operación así como las consideradas en los planes de expansión.

Las estimaciones de los potenciales antes mencionados se han venido actualizando al correr de los años y los resultados se consideran de precisión aceptable. Para elaborarlas, las empresas eléctricas han contado, en términos generales, con bastante información básica topográfica e hidrológica confiable, así como con el apoyo, en su caso, de expertos extranjeros de organismos internacionales, gobiernos cooperantes y firmas consultoras. Se comentan brevemente los resultados de los potenciales aludidos, en función de la energía generable, que corresponde a un año hidrológico medio.

Guatemala ocupa el segundo lugar del Istmo en potencial identificado (23 TWh) que coincide con el potencial de proyectos. Entre estos últimos sobresale como el de mayor envergadura en la región el del río Usumacinta, en un tramo fronterizo con México, cuya capacidad de generación supera los 9,000 GWh, y que compartirían ambos países. En otro orden de magnitud, más en consonancia con el tamaño de los desarrollos hidroeléctricos del Istmo, Guatemala cuenta, entre otros, con cinco proyectos que exceden los 1,100 GWh y con ocho que oscilan entre 200 y 700 GWh.

El Salvador que, conjuntamente con Guatemala, forma el bloque interconectado norte, posee el potencial más bajo del Istmo, lo que representa un ejemplo típico de posible complementación en el campo de la interconexión eléctrica. El Salvador cuenta con un solo proyecto grande capaz de generar más de 1,200 GWh de energía, los cuales deberá compartir con Honduras por tratarse de un desarrollo fronterizo. También cuenta con cinco proyectos, cuya generación promedio estimada es de unos 270 GWh, así como de otros para alcanzar un total en energía generable de 4.5 TWh.

En el bloque sur, Honduras tiene 13.1% del potencial identificado en la región, incluyendo tres proyectos que excederían los 1,200 GWh cada uno y siete de más de 400 GWh, de un total de 16. Nicaragua dispone de un potencial identificado de unos 10.4 TWh, con un mínimo de cinco proyectos a nivel de potencial de proyectos, dos de los cuales superan los 1,100 GWh. Costa Rica cuenta con el mayor potencial identificado (37 TWh) equivalente a un tercio del regional. Entre sus proyectos potenciales destacan el Boruca (6,000 GWh), el más grande del Istmo ubicado en un solo país, dos con energías generables de más de 1,400 GWh y cinco que superan los 400 GWh. Por último, Panamá dispone de un potencial identificado de 21.2 TWh, que significa casi un quinto del total regional. Su potencial de proyectos equivale al 40% del anterior e incluye sólo tres que superarían los 900 GWh. (Véanse los cuadros 4 al 9.)

Si se compara la distribución geográfica de los potenciales hidroeléctricos nacionales con la correspondiente a los dos bloques aludidos se advierte, por una parte, que en tres países se concentran dos tercios de la energía generable (un tercio Costa Rica y aproximadamente 20% Guatemala y Panamá); por la otra, que más de la mitad se concentra en el extremo sur del



bloque sur y un quinto en el extremo norte del bloque norte. Ello permite prever que la energía hidro provendrá en mayor medida de los sistemas ubicados en los extremos, sobre todo del sur, y que Costa Rica mantendría su papel de exportador neto al que podría incorporarse Guatemala.

En el bloque norte, el considerable potencial de Guatemala ayudaría a compensar el mínimo disponible en El Salvador, que significa sólo 4% del total de la región, mientras que su población representa el 18%. La situación de este último país mejora un poco, si bien no lo suficiente, con el potencial geotérmico. El bloque sur, que incluye dos países con potenciales elevados, concentra tres cuartos de la energía generable, mientras que sólo alberga la mitad de la población del Istmo.

En virtud de la situación descrita, resulta pues propicio integrar los dos bloques en un solo conjunto regional. Como argumentos adicionales, aplicables a una interconexión a corto plazo, están la cercanía de los sistemas eléctricos por interconectarse y la existencia de centrales generadoras complementarias en bloques alternos.

A manera de resumen, los potenciales identificados y de proyectos del Istmo ascienden a 25.8 MW y 110.3 TWh el primero y a 17.4 MW y 71.1 TWh el segundo. Estos valores se compararon con los aprovechamientos que los países han realizado de sus recursos hidroeléctricos, con base en la información disponible sobre capacidad instalada a fines de 1989 y sobre energía generable en un año hidrológico medio. Se obtuvieron dos valores cuyo rango indica, en un extremo, el grado de utilización del recurso y, en el otro, el seguimiento efectivo que se le ha dado a los estudios de proyectos específicos. También se puede establecer si el país cuenta con un catálogo suficiente de proyectos. De ser así, ello indicaría la conveniencia de concentrar esfuerzos en concretar los más atractivos, en lugar de realizar nuevas evaluaciones de potencial.

Los valores obtenidos indican un aprovechamiento promedio mínimo del potencial identificado en el Istmo de sólo 10% de potencia y energía. La única excepción la constituye El Salvador por su reducido potencial y su importante desarrollo económico, con aprovechamientos de 23% en potencia y 33% en energía. El aprovechamiento relativo del potencial de proyectos es también reducido para el conjunto del Istmo, y llega a un 16% en promedio para potencia y energía. Por país, las cifras más altas corresponden a Panamá (32%-27%), El Salvador (23%-33%) y Costa Rica (19%-21%) de potencia y energía, respectivamente.

Aun cuando las cifras anteriores son indicativas de una magnitud considerable de recursos hidroeléctricos por desarrollar, y de que buena parte de ellos cuenta con estudios básicos, haría falta conocer las inversiones requeridas para apreciar mejor sus posibilidades de aprovechamiento económico, al menos en un futuro donde también se puedan prever los costos de los medios alternos para generar electricidad en la región. Por otra parte, el grado de aprovechamiento del recurso lo restringen el aspecto económico y los requerimientos del mercado. En el Istmo Centroamericano estos últimos equivalen a una fracción pequeña del potencial de recursos. Así lo confirma el hecho de que, en 1988, 10% del potencial hidro abasteció el 85% de las demandas de generación de la región. (Véase el cuadro 10.)

#### d) Geotermoelectricidad

Un recurso poco común en el ámbito mundial, pero de gran valor para el sector eléctrico, es el geotérmico, presente en mayor o menor grado en todos los países del Istmo. Entre las ventajas de las plantas geotérmicas, cabe mencionar que generalmente pueden operar a plena carga y de manera continua, lo que las asemeja a las centrales hidro de pasada (a filo de agua), con caudales adecuados permanentes, lo que permitiría una alta generación de energía a un costo adicional mínimo. Sin embargo, y debido sobre todo a lo complejo de las tecnologías de investigación y explotación del recurso, su aprovechamiento apenas se inició en la región a mediados del decenio de 1970, con la puesta en operación de una primera central geotérmica en El Salvador.

Por otra parte, la evaluación de los recursos geotérmicos, salvo contadas excepciones, y por razones tecnológicas, ha avanzado poco en el ámbito regional. Esta deficiencia se puso de manifiesto durante el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica (ERICA) elaborado por la CEPAL en 1980. En esa ocasión, fue preciso recurrir a técnicas de probabilidad estadística para correlacionar la poca información disponible sobre los campos investigados en el Istmo con información similar de otros sitios del mundo donde ya se habían desarrollado proyectos geotérmicos. Los resultados obtenidos, que deben considerarse muy preliminares y dentro de ciertos rangos de probabilidad, indican un potencial medio esperado de 6.5 GW para cinco países, con valores máximos en Nicaragua (2.9 GW) y Guatemala (1.8 GW).

Posteriormente se han realizado un sinnúmero de trabajos de prospección y exploración geotérmica en el Istmo, aunque con diversos grados de cobertura e intensidad. En materia de avances tangibles, El Salvador y Nicaragua cuentan con centrales geotérmicas en pleno funcionamiento, mientras que Guatemala y Costa Rica tienen programadas para la próxima década, adiciones de varias centrales de este tipo. Como resultado de esas actividades, se ha obtenido un mejor conocimiento de los recursos geotérmicos y de sus posibilidades de utilización para generar electricidad. Al respecto, y de acuerdo con información suministrada por las empresas eléctricas nacionales, el potencial identificado para los cinco países es de 1.3 GW y 9.5 TWh, coincidiendo los valores más altos en El Salvador y Nicaragua, los más adelantados en este tipo de actividades. Estos resultados se refieren sobre todo a aquellos campos donde las investigaciones han llegado a la etapa de definición de proyectos. Cabe mencionar que en Panamá también se han realizado actividades de prospección geotérmica con resultados positivos, si bien no se dispuso de los referentes a potencial cuantificado. (Véase el cuadro 11.)

El aprovechamiento de los recursos geotérmicos disponibles se encuentra en estado incipiente, como acontece en el campo hidroeléctrico. En efecto, para El Salvador y Nicaragua en conjunto, el aprovechamiento, sobre la base del potencial de proyectos, llega a 13% en potencia y 6% en energía, del cual corresponden a Nicaragua los valores más altos. Cabe recalcar que toda la información sobre potencial geotérmico y su aprovechamiento es de carácter parcial por su cobertura limitada y, en consecuencia, no es directamente comparable con la de los recursos hidroeléctricos.

Tomando en cuenta el potencial probable y el aporte que la geotermia puede significar en materia de utilización de recursos autóctonos, tanto para

el subsector eléctrico como para varios otros usos, sería muy recomendable evaluar en la región dichos recursos. Esto ya se ha propuesto en varias oportunidades, pero no se ha podido concretar debido a las cuantiosas inversiones necesarias para cubrir todo el Istmo. Sin embargo, la evaluación sería más factible si su cobertura se limitara, en una primera fase, a la magnitud de proyectos que razonablemente se pudiesen instalar a mediano plazo. (Véase el cuadro 12.)

### 3. Los balances energéticos

Los balances energéticos proporcionan una visión de conjunto de los problemas y la evolución del sector energético en general, y del subsector eléctrico en particular. En ellos se presentan de manera sucinta las etapas y flujos de energía desde su disponibilidad primaria hasta los consumos finales.

#### a) El balance energético regional

Los balances energéticos regionales para 1980 y 1986 —último año para el cual se dispuso de información de los seis países— cubren solamente los energéticos considerados en las evaluaciones de los potenciales anteriores. Para elaborarlos se utilizó la información disponible sobre: producción y comercio exterior de petróleo y derivados; refinación de derivados de petróleo, consumo de leña (incluye carbón de leña); generación de electricidad, por tipo, así como los consumos sectoriales de cada uno de los energéticos. Se estimaron, además, las ofertas primarias de hidroenergía y geotermia, suponiendo eficiencias de conversión de 80% y 15%, respectivamente. Se utilizaron como base unidades eléctricas (TWh), considerando los equivalentes calóricos correspondientes.

Los resultados indican que la oferta bruta total permaneció casi estática en la primera mitad del presente decenio. El crecimiento total en el período 1980-1986 fue de 2.5%, consecuencia directa de la crisis generalizada que agobia a la región. En dicha oferta predominaron la leña y los derivados del petróleo. A la primera le correspondió más de la mitad y al segundo, un tercio y a la energía eléctrica, una participación minoritaria, inferior al 10% del total. Esta situación cambiaría radicalmente si en lugar de medir los energéticos con base en las energías disponibles —en su condición natural y/o gastadas en los procesos para su aprovechamiento— se calculan en términos de las energías utilizadas al momento de aprovechar los recursos. Así se obtendrían rendimientos en función de las eficiencias de utilización; en la leña (10%), en los hidrocarburos (33%) y en la electricidad (80%), con el consiguiente aumento considerable en la ponderación de la energía eléctrica.

Cabe mencionar que la información básica utilizada se puede considerar muy confiable en el caso de hidrocarburos y electricidad, por tratarse de energías comerciales controladas estadísticamente; no así en el de la leña, que se consume sobre todo en el sector informal, para la cual no se dispone de estadísticas de comercialización.

En lo que concierne a los hidrocarburos, la participación de los derivados en la oferta bruta se incrementó notablemente, alcanzando 17% en

1986. Esto contrasta con 1980, año en el que el crudo proveniente en su mayoría del exterior cubrió la totalidad de la oferta. Ello es indicativo de la incapacidad de las refinerías nacionales para abastecer sus mercados. Por otra parte, los derivados de petróleo utilizados en la generación de electricidad en plantas térmicas se redujeron a menos de la mitad en el período considerado, debido a que se generó más hidroelectricidad, tendencia que continuó en los años siguientes.

Cabe tener presente que las energías primarias disponibles para generar electricidad son utilizadas en proporciones muy disímiles según el tipo de central: hidroeléctricas 80%, térmicas convencionales 30% y geotérmicas 15%, en promedio. En términos de energía generada, la hidroelectricidad incrementó su participación de 62% en 1980 a 85% en 1986, en detrimento de las centrales térmicas convencionales. Ello, como consecuencia del auge de las centrales hidro, motivado a su vez por la crisis petrolera iniciada en la década anterior. Por último, en la ponderación de los consumos por sectores, el transporte permaneció casi constante, y la participación de la industria declinó 5%, baja que fue absorbida en mayor proporción por los subsectores residencial y comercial-público. (Véanse los cuadros 13 y 14.)

#### b) Los balances electroenergéticos

Los balances electroenergéticos, que se presentan en forma gráfica, permiten obtener una visión global de la evolución del subsector eléctrico en el período 1980-1988. La generación neta y los consumos sectoriales se obtuvieron de información proporcionada por las empresas eléctricas, mientras que las energías brutas disponibles para generación y las pérdidas fueron estimadas. Para el cálculo de las energías brutas o primarias se utilizaron las mismas eficiencias que para los balances energéticos.

Durante el período 1980-1988, la hidroelectricidad mantuvo un ritmo creciente y conservó el predominio. En 1988, su participación en la generación del sector eléctrico fue de 85%, mientras que en términos de energía primaria disponible sólo llegó a 61%. La aparente discrepancia se explica por la mayor eficiencia en la utilización del recurso hidro, que constituye un poderoso argumento a su favor, sobre todo en lo que a conservación de energía se refiere. Ello fue más patente en 1988, en el caso de la energía perdida (42%) en la transformación de nivel primario a generación neta, en comparación con la correspondiente a 1980 (52%), debido básicamente a una menor participación de las centrales hidro.

En términos globales, la energía primaria se incrementó de 17.7 TWh a 21.6 TWh en el período 1980-1988, mientras que la generación neta ascendió de 8.5 TWh a 12.5 TWh. El mayor incremento relativo de generación es congruente con la disminución de las pérdidas, lo que confirma la bondad de los desarrollos hidroeléctricos en función, una vez más, del uso racional de la energía. Cabe aclarar, sin embargo, que se requiere tomar en cuenta las inversiones y otros costos de los distintos tipos de centrales eléctricas antes de llegar a conclusiones definitivas.

En la utilización de la energía eléctrica de todo el Istmo, la participación de los consumos en 1988 fue la siguiente: residencial 37%, industrial 27%, comercial 21%, y otros usos, el resto. El mayor cambio, y

también el de más trascendencia en el período 1980-1988, lo constituyó el retroceso del sector industrial que perdió casi siete puntos porcentuales en su ponderación. La diferencia la absorbió el consumo residencial, situación que coincide con lo ocurrido en el sector energético global ya comentado y que obedeció, principalmente, a una reducción de las actividades productivas por efecto de la crisis regional. (Véanse los gráficos 3 y 4.)

A continuación se hará referencia a los balances electroenergéticos nacionales, considerando los países en el orden geográfico de norte a sur. Los comentarios, al igual que para los conjuntos regionales anteriores, ponen de relieve los cambios ocurridos entre 1980 y 1988, representativos de la evolución del presente decenio. En Guatemala, la energía generada creció 43%, mientras que la oferta bruta para dicha generación declinó 29%, debido al enorme desplazamiento de energía térmica convencional por hidroelectricidad, cuya participación en el total se sextuplicó en el período analizado. Esto constituyó también un claro ejemplo de las ventajas de la generación hidroeléctrica para el uso eficiente de la energía. A diferencia de lo anterior, en la transición de generación neta a consumo, las pérdidas por concepto de transmisión y distribución se incrementaron, en parte, a causa de la ubicación de la nueva central hidro (Chixoy), más distante de los centros de carga principales. Los consumos sectoriales, que son un termómetro de la actividad económica, descendieron 10% en la industria, caída compensada por partes iguales por el consumo residencial y el comercial. (Véanse los gráficos 5 y 6.)

En El Salvador, la oferta bruta y la generación de electricidad siguieron tendencias muy similares al mantenerse también casi semejantes las participaciones relativas de las energías hidro, geo y térmica convencional. Por su parte, la eficiencia de transformación en centrales resultó baja (38%) para el conjunto, debido a la influencia de la geotermoelectricidad en la que sólo se recupera un 15% de la oferta bruta o energía primaria. Al igual que para Guatemala, el consumo de electricidad en la industria experimentó una merma importante (9%) que se compensó con incrementos, sobre todo en los subsectores residencial y público. (Véanse los gráficos 7 y 8.)

Honduras constituye otro buen ejemplo de mejora en el uso eficiente de los recursos energéticos primarios por un aumento considerable de la generación hidroeléctrica. La eficiencia de los centros de transformación creció de 64% a 80% --valor máximo posible estimado en esta presentación--, en virtud de que en 1988 la generación fue casi 100% hidro. Por otro lado, se incrementaron las pérdidas en transmisión-distribución debido, en buena medida, a que se instalaran más líneas de transmisión (central hidro El Cajón) y a deficiencias de control de consumo a nivel de consumidores. Por sectores económicos, el consumo de la industria declinó en grado apreciable (13%) por las mismas razones de los dos países anteriores; esta baja fue compensada con incrementos relativos en los otros tres sectores de consumo considerados. (Véanse los gráficos 9 y 10.)

Nicaragua inició la utilización de sus recursos geotérmicos. Conforme a la bajísima eficiencia de transformación de las centrales geotérmicas, las pérdidas de conversión aumentaron de 55% a 68% en el período 1980-1988. Por otra parte, las pérdidas en transmisión-distribución se incrementaron sólo 2.4%. Por último, los consumos sectoriales experimentaron menos cambios que

en los otros países y el consumo de la industria sólo disminuyó 4.1%. (Véanse los gráficos 11 y 12.)

Costa Rica constituye el mejor ejemplo de uso eficiente de la energía en el sector eléctrico. La eficiencia en los centros de transformación continuó siendo alta (75%), ya que la proporción de generación hidro excedió del 92%. Por otro lado, las pérdidas en generación-distribución también se mantuvieron en el orden de un 11%, las más bajas de la región. En materia de consumos por sectores, la tendencia fue muy similar a la de la mayoría de los otros países, al decrecer 7% el de la industria. Como dato interesante cabe anotar que la proporción de los consumos residenciales en Costa Rica es considerablemente superior que en el resto de la región, debido a la mayor cobertura geográfica del servicio eléctrico y a tarifas residenciales más bajas. (Véanse los gráficos 13 y 14.)

Finalmente, en Panamá, la energía térmica convencional fue desplazada parcialmente por la hidro, con un incremento de 20% en la eficiencia global de transformación que llegó a 65% en 1988. Por otra parte, las pérdidas entre generación neta y consumo fueron las más altas de la región; llegaron a superar el 20%. Ello se debió, en parte, a lo alejado que se encuentra el principal centro de generación (Fortuna-Estrella-Los Valles) del mercado principal, así como a deficiencias en el control de los consumos finales. Los consumos sectoriales relativos no experimentaron cambios debido, sobre todo, a que la crisis centroamericana se inició en Panamá casi al final del período, a diferencia de lo acontecido en el resto de la región. Sobre ello, cabe mencionar que su estructura relativa difiere de la del resto del Istmo, debido a que la economía de este país pone mayor énfasis en el sector terciario. (Véanse los gráficos 15 y 16.)

### III. DEMANDA, OFERTA Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD 1980-1988

#### 1. Características de los sistemas eléctricos

En términos generales, los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano están constituidos básicamente por grupos de centrales generadoras hidrotérmicas, que abastecen un centro de carga principal, y por una variedad de centros menores integrados en un solo conjunto nacional. También existen pequeños sistemas aislados que se han venido integrando paulatinamente al conjunto principal.

Los sistemas interconectados nacionales están unidos por líneas troncales de transmisión, con tensiones a 115 kV, 138 kV y 230 kV, mediante configuraciones de tipo radial debido, sobre todo, a que las centrales hidroeléctricas se encuentran distantes de los centros de carga y a que en un mismo país las centrales están muy dispersas. Estos sistemas se encuentran, a su vez, interconectados internacionalmente en dos bloques principales de dos y cuatro países, mediante interconectores a tensiones de 230 kV. El tramo entre Honduras y Nicaragua se opera a 138 kV, si bien las instalaciones están diseñadas para el voltaje mayor indicado.

A nivel de bloques, así como del futuro sistema regional interconectado, el carácter radial y longitudinal de los sistemas eléctricos se acentúa. Ello a causa de la geografía alargada del Istmo Centroamericano y de las relativamente largas distancias entre los principales centros de carga nacionales y de las centrales generadoras de mayor dimensión. Esta configuración corresponde a los denominados sistemas eléctricos débiles, que requieren de mayores compensaciones y controles, en comparación con los de otros países y regiones, que se conocen como mallados y robustos. (Véase el gráfico 17.)

#### 2. Requerimientos y suministro de potencia y energía

La oferta y demanda se presenta en forma de balances anuales de potencia y energía. Se parte del todo, es decir, del conjunto regional --hipotético al presente--, se sigue con los grupos subregionales existentes y, por último, con cada uno de los países del Istmo.

En términos generales, en el período 1980-1988 se incrementó considerablemente en la región el uso de recursos autóctonos (hidro y geo) para la generación de energía eléctrica, que ya se venía acrecentando a partir de la segunda mitad del decenio anterior. En el lapso aludido, la capacidad instalada hidro aumentó a una tasa anual media de casi 10% y alcanzó un total de 2,620 MW; la correspondiente a geo se incrementó 40%, si bien su participación se mantuvo relativamente baja en el total regional, que en 1988 fue de 4,010 MW. La capacidad disponible excede a la demanda en casi 70% en función de la potencia instalada, lo que se reduce a 46% si se considera la capacidad efectiva de las centrales generadoras, condición que resulta más crítica en el caso de las plantas térmicas más antiguas. La concentración de centrales hidroeléctricas en los programas de adiciones se justificó, en su oportunidad, por ser mayor su competitividad frente a las

térmicas convencionales, en función de los altos precios previstos en ese entonces para los combustibles derivados del petróleo que éstas requieren.

La participación de las plantas hidro en la generación de electricidad aumentó de 65% a 84%, desplazando energía de alto costo marginal proveniente de las centrales térmicas convencionales. Se cubrieron, así, los requerimientos del mercado regional que ascendieron de 8,470 GWh en 1980 a 12,530 GWh en 1988. Los factores de carga correspondientes oscilaron alrededor del 60% y se pueden considerar adecuados para el grado de desarrollo de la región. Por otra parte, los flujos totales de energía unidireccionales entre países registraron variaciones anuales importantes a lo largo del período bajo estudio; alcanzaron un valor total de unos 3,710 GWh, equivalente a 4% de la energía generada en el lapso aludido. Estas transferencias de energía adquieren mayor relevancia si se les evalúa en función de las inversiones relativamente pequeñas que se requirieron para construir los sistemas interconectores entre países. Por último, la demanda regional de potencia y de energía creció en ambos casos poco más de 5%, tasas moderadas si se les compara con las de la década anterior, que fueron ligeramente inferiores a 8%.

Resultan positivos, la considerable generación hidro y geo, cuyo costo marginal es casi nulo; el relativamente alto factor de carga, que permite una utilización mayor de la capacidad instalada, y la valorización de los excedentes de energía mediante las transferencias entre países. Sin embargo, estos factores han sido insuficientes para compensar en forma adecuada los costos inflacionarios y los cargos financieros derivados de las grandes inversiones realizadas en el desarrollo de los recursos hidroeléctricos. Esta situación se agrava con la depresión de los mercados eléctricos y la poca flexibilidad en materia de alzas tarifarias. (Véase el cuadro 15.)

#### a) Los sistemas interconectados

En 1982 se interconectaron los sistemas eléctricos Nicaragua-Costa Rica y, en 1986, los de Costa Rica-Panamá y Guatemala-El Salvador. Operan, así, dos bloques: uno al norte, integrado por los dos últimos países mencionados y el otro, al sur, por Honduras-Nicaragua-Costa Rica y Panamá, dado que los dos primeros países ya se habían integrado en 1976. Falta sólo la interconexión entre El Salvador-Honduras, de trayecto relativamente corto, para completar la integración eléctrica de América Central que beneficiaría, de hecho, a los seis países.

El conjunto de los cuatro países del sur representa un mercado de grandes proporciones cuyos requerimientos evolucionaron en el período 1980-1988 con un dinamismo ligeramente superior al del conjunto regional, y al final de ese lapso demandó 1,600 MW de potencia máxima y 8,610 GWh de energía. El factor de carga durante el mismo período osciló alrededor del 62%, magnitud que, por regla general, obedece a cargas industriales y comerciales significativas. Por su parte, la capacidad instalada se incrementó a tasas superiores a las correspondientes a la demanda, y más en consonancia con lo acontecido en la década anterior. Las interconexiones entre países, realizadas por etapas, se aprovecharon de manera adecuada y alcanzaron un total de unos 3,550 GWh en flujos de energía considerados en un solo sentido. (Véase el cuadro 16.)



En cambio, el bloque norte, constituido sólo por Guatemala y El Salvador, de reciente creación, presentó en 1988 requerimientos de potencia y energía de sólo 805 MW y 3,920 GWh, respectivamente. Ello representó también una tasa media anual de sólo 4.6%, considerando un valor intermedio entre potencia y energía. Por otro lado, su capacidad instalada creció a una tasa mayor que la del bloque sur. Por otro lado, el factor de carga descendió cerca de un 3% en el período, a causa de la recesión del sector industrial. Los flujos netos de energía en un solo sentido ascendieron en tres años a sólo 160 GWh. Si bien reducidos, pueden considerarse significativos en virtud de la corta vigencia de la interconexión en dicho bloque. (Véase el cuadro 17.)

#### b) Los sistemas nacionales

Según los balances anuales de potencia y energía eléctrica del período 1980-1988, entre los países del bloque sur se pueden establecer dos grupos en función del tamaño de sus mercados: por un lado, Honduras y Nicaragua, con demandas nacionales de potencia máxima inferiores a 300 MW, y de energía de 1,570 GWh (Honduras); por el otro, Costa Rica y Panamá cuyas demandas superaron a las de los otros dos países en proporciones significativas tanto de potencia como de energía.

Las tasas anuales medias de los requerimientos de electricidad se ubicaron en tres niveles muy distintos. Las más altas correspondieron a Honduras, cuya demanda de potencia se incrementó 7.9% y la de energía 6.5%; le siguieron Costa Rica y Panamá, donde las demandas de potencia y energía aumentaron 5.5% en promedio; finalmente, en Nicaragua, la demanda de energía sólo creció 2.7% y la de potencia, 3.4%.

A finales de 1988, los países de menor mercado resultaron Honduras y Nicaragua, pero el primero excedió al segundo en 38% y 25% en requerimientos de energía y potencia, respectivamente. Por su parte, Costa Rica superó a Panamá en demanda por unos 660 GWh de energía y 140 MW de potencia máxima anual. Cabe mencionar, sin embargo, que las cifras anteriores no incluyen la denominada Área del Canal en Panamá, cuyos requerimientos de energía y potencia eléctrica son del mismo orden que las diferencias mencionadas, de acuerdo con la información parcial disponible. Así, la magnitud de los mercados eléctricos, a finales de 1988, era la siguiente: Honduras 286 MW-1,571 GWh; Nicaragua 228 MW-1,135 GWh; Costa Rica 613 MW-3,324 GWh y Panamá 471 MW-2,664 GWh. En lo que concierne a los factores de carga --representativos de la eficiencia energética del mercado eléctrico y que crecen generalmente en función del grado de desarrollo alcanzado por un país--, en 1988 los dos extremos correspondieron a Panamá (64.6%) y Nicaragua (56.8%).

Para abastecer los incrementos de sus mercados eléctricos, los países del bloque sur, con excepción de Nicaragua, ampliaron de manera considerable la capacidad de generación a base de grandes centrales hidro: El Cajón 300 MW (Honduras), Arenal-Corobici 330 MW (Costa Rica) y Fortuna 300 MW (Panamá). Las energías generables por estas centrales en un año hidrológico medio superan los 4,110 GWh, casi un tercio más que el aumento de la demanda de energía en el bloque sur durante el período 1980-1988.

Un factor de impacto significativo en los requerimientos de generación son las pérdidas en transmisión-distribución. En 1988 éstas variaron, en los cuatro sistemas eléctricos considerados, entre un mínimo de 10.7% en Costa Rica y un máximo de 20.7% en Panamá. Entre las causas principales de estas pérdidas se encuentra el hecho de que las centrales generadoras están a considerable distancia de los centros de carga, lo que ocurre sobre todo en las centrales hidro. El caso más crítico es el del proyecto Fortuna ubicado a unos 400 km de la ciudad de Panamá. También juega un papel significativo la eficiencia en el diseño, operación y mantenimiento de los sistemas de transmisión y distribución. Quizás una de las pérdidas más críticas son los consumos de energías no registrados ya sea por ausencia de medidores o por conexiones ilegales, situación que, en general, puede mejorarse. En consecuencia, los consumos eléctricos que no generaron ingresos superaron, en 1988, los 1,400 GWh para el conjunto de los cuatro países. Esta cifra, de acuerdo con normas comúnmente aceptadas para sistemas similares, podría reducirse en un tercio. (Véanse los cuadros 18 al 21.)

Los requerimientos de energía y potencia de los dos países del bloque norte fueron bastante similares en 1980. Las diferencias favorecían a Guatemala en potencia y a El Salvador en energía. Sin embargo, en 1988, debido al mayor dinamismo del mercado guatemalteco, éste superó en un 12% al de El Salvador en demanda de potencia, mientras que los requerimientos de energía de ambos países fueron casi iguales. Los factores de carga resultaron más altos para El Salvador (59.2%) que para Guatemala (52.5%). Eso es indicativo de una mayor industrialización en el primero. En ese mismo año, los requerimientos de potencia y energía fueron de 426 MW y 1,993 GWh en Guatemala y de 379 MW y 1,930 GWh en El Salvador. Las pérdidas en transmisión-distribución resultaron, en ambos países, de 11.4% a principios de la década; luego se incrementaron en Guatemala hasta 19.4%, mientras que en El Salvador, éstas llegaron a 15.4%. (Véanse los cuadros 22 y 23.)

### c) Las transferencias entre países

Los flujos de energía eléctrica entre los países antes mencionados se refieren a las exportaciones e importaciones totales de electricidad registradas; se denominan transferencias brutas y permiten estimar los requerimientos de los mercados nacionales a partir de las estadísticas de generación de cada país. Esas transferencias ocurren por diversas razones. Las principales son: i) el suministro de excedentes de energía económica para desplazar generación térmica convencional, con el consiguiente ahorro en combustibles; ii) el envío de esos mismos excedentes para ser almacenados hipotéticamente, y con carácter temporal, en centrales hidroeléctricas de otros países con amplia capacidad de regulación, y iii) el paso, por un país intermedio, de la energía que se transfiere entre sistemas eléctricos no limítrofes. En el segundo caso, la energía "embalsada" generalmente regresa al país de origen donde desplaza generación térmica en períodos de estiaje o de baja productividad en las centrales de costo marginal casi nulo. Aun cuando los cargos correspondientes pueden variar de manera considerable entre las tres situaciones señaladas, la valorización completa de la energía transferida se logra con las dos primeras, mediante el ahorro de combustible en las centrales térmicas cuya generación se desplaza.

Para obtener una visión más desglosada de las energías que han fluido entre los países de la región, se realizó un análisis comparativo de la información básica disponible para cada uno de los sistemas eléctricos nacionales del Istmo. Mediante pequeños ajustes (5% al 10%), cuando ello resultó necesario, se logró congruencia en las cifras de flujos correspondientes a las fronteras comunes. Al respecto, se consideran pertinentes los siguientes comentarios: a) cuando se desplaza generación térmica con excedentes de energía económica, las transferencias brutas y netas son coincidentes y equivalen a la energía valorizada; b) cuando se almacenan temporalmente excedentes de energía económica en un segundo país y se recuperan en el mismo año, las transferencias brutas unidireccionales equivalen al doble de la energía valorizada, mientras que las netas son iguales a cero, y c) cuando se transita energía por un tercer país intermedio no se produce valorización propiamente en dicho país; sin embargo, las cifras brutas unidireccionales equivalen a la energía de paso y las netas serían cero. En resumen, las transferencias brutas son representativas de la energía valorizada, en el primer caso, y el doble de la valorizada en el segundo y tercero. En consecuencia, con la información disponible comentada, sólo se podría llegar a conclusiones definitivas cuando se pudieran determinar los tipos de transferencias comprendidos en cada caso.

Sin dejar de tomar en cuenta las consideraciones anteriores, y con base en el conocimiento de las características operacionales específicas de los sistemas eléctricos que intervinieron en los intercambios, se elaboró una primera estimación de las energías valorizadas y de tránsito. Para ello se calcularon, en una primera instancia, las transferencias brutas y netas de energía eléctrica entre países, así como en los bloques ya integrados y para el conjunto regional. Los resultados indican que las transferencias brutas unidireccionales del Istmo alcanzaron un total de unos 3,710 GWh en el periodo en consideración, de los cuales las transferencias netas representan un 60% aproximadamente. Por su parte, las energías valorizadas, que son las que producen ahorros significativos, fueron de 2,560 GWh y las de paso, o en tránsito, de 1,110 GWh. Cabe mencionar que la valorización anterior, a razón de 4.5 centavos de dólar por kWh --a base de un precio de referencia de 20 dólares por barril de combustible-- equivaldría a unos 115 millones de dólares.

El bloque sur presenta las tres posibilidades antes comentadas, siendo los casos más típicos los siguientes: a) suministro de energía hidro excedente de Honduras para desplazar generación térmica, en mayor grado en Nicaragua y, en menor en Costa Rica y Panamá; ello ocurrió en buena medida a partir de 1985, con la entrada en operaciones de la central hidroeléctrica El Cajón; b) suministro de energía hidro excedente de Costa Rica para reducir la generación en centrales térmicas de Nicaragua y Honduras, lo que sucedió sobre todo en el período 1982-1985 con la entrada en funciones de la segunda etapa del complejo Arenal-Coribici; c) tránsito de energía por un país intermedio que fue mayor en Nicaragua (1983-1984) y (1986-1988) y menor en Costa Rica (1986-1988), y d) almacenamiento hipotético de excedentes de energía hidro en los embalses de Costa Rica (Arenal) y Honduras (El Cajón), energía que podría provenir en mayor medida de Panamá, en meses de alta pluviosidad. La situación es más sencilla cuando se trata de sólo dos países donde no se dispone de embalses con gran capacidad de regulación, como sucede en el bloque norte. Se puede concluir, entonces, que la energía valorizada

en el período 1980-1988 sería igual a las transferencias brutas registradas, equivalentes a unos 160 GWh.

Por último, en términos generales y sin considerar situaciones coyunturales no permanentes, los países típicamente exportadores de energía económica han sido Costa Rica y Honduras, en virtud de sus amplios excedentes de energía hidro, en especial con la entrada en operación de los proyectos de mayor dimensión. Por otra parte, Nicaragua y Panamá han sido países típicamente importadores, dada la elevada participación de sus centrales térmicas convencionales en sus programas de generación. (Véanse los cuadros 24 y 25.)

### 3. Disponibilidad de potencia y energía a 1988

La capacidad que efectivamente pueden suministrar las centrales generadoras se considera como la información básica en materia de oferta de potencia. En el caso de las centrales hidroeléctricas, se debería considerar la denominada "capacidad firme", definida como la potencia máxima que una central hidro puede colocar en una curva de carga dada, en función de su energía generable en períodos críticos. Afecta sobre todo a las que no disponen de embalses adecuados para garantizar la totalidad de su capacidad en épocas de caudales de estiaje. Su valor varía con la configuración de la curva de carga y, sobre todo, con la ubicación de la central de dicha curva. Sin embargo, dado que esa condición afecta sólo a unas pocas centrales de tamaño pequeño o intermedio, las diferencias resultantes no serían de mayor significación para los propósitos de este documento.

En lo que concierne a la energía se consideraron: las energías generables en años hidrológicos medios para propósito de establecer excedentes o faltantes de energía económica, así como la energía total que se generaría en los años críticos, como base para determinar las reservas disponibles en dichas condiciones.

Para la generación de las centrales geotérmicas se tomó la reportada por las empresas eléctricas, la cual equivale a un factor de planta de 80%. A las térmicas convencionales se les asignaron factores de planta de 70% a las de vapor y de 50% a las restantes de combustión interna; estos valores se consideran representativos de lo que podrían generar dichas centrales en condiciones normales.

Para el conjunto de los seis países de América Central, la disponibilidad de potencia en 1988 fue de unos 3,510 MW, en términos de capacidad efectiva, si bien se reportaron nominalmente alrededor de unos 4,070 MW de potencia instalada. Es decir, por razones diversas, la potencia se redujo 14%, equivalente a unos 560 MW, de los cuales aproximadamente tres cuartas partes correspondieron a las centrales térmicas convencionales.

En lo que concierne a la energía, la generación posible estimada para todo el Istmo excede de 17,060 GWh en condiciones hidrológicas promedio y se reduce a unos 14,440 GWh en un año crítico. Los factores de planta correspondientes variarían de 56% a 47%, en función de la capacidad efectiva. El factor de carga, o sea el correspondiente a las necesidades del mercado de los seis sistemas eléctricos, fue de 60% en 1988. Ello indica que la energía

disponible no sería suficiente para colocar toda la potencia efectiva en una curva de carga similar (60%) a la del mercado aludido. Esta situación se acentuaría en un año crítico cuando sólo se dispondría energía para colocar unos 2,750 MW en la curva de carga. Dicha potencia que significaría una reducción de 22% superaría aún a la demanda máxima de 1988 (2,400 MW). Ello significa que la situación podría ser crítica en unos pocos años, de no introducirse nuevas adiciones de generación, y en especial de centrales de base. (Véanse los cuadros 26 a 28.)

a) Los sistemas interconectados

El bloque sur dispuso en 1988 de 70% de la potencia efectiva regional, proporción que se mantuvo para la energía generable en años medio y crítico. Esto, a su vez, dio por resultado factores de planta de 58% y 49%, respectivamente. Si se considera que el factor de carga del mercado fue de 62%, no se disponía de energía suficiente para afirmar la potencia efectiva (2,410 MW) disponible en las centrales generadoras, tal como ocurrió para el Istmo en su conjunto. Con un margen de reserva de 10% se pudo afirmar la potencia resultante con la energía del año medio, si bien permanecería el déficit de energía en el año crítico. Sin embargo, la reserva de potencia efectiva era superior al 30%.

Las centrales hidro más geo, que representaron en 1988 tres cuartas partes de la potencia efectiva del bloque sur, disponen de energía generable por unos 8,970 GWh en un año medio y 7,170 GWh en año crítico. La relación de energía generable anterior obedece, en buena medida, al efecto compensador del embalse de Arenal en Costa Rica que permite una mayor generación en periodos hidrológicos bajos. Adicionalmente, las centrales hidroeléctricas disponen de 5,140 GWh de energía embalsable, que se concentra en Honduras (El Cajón) y en Costa Rica (Arenal-Corobicí) y equivale a un 55% del total de energía hidrogenerable en año crítico en la región; podría jugar un papel muy importante en la complementación de déficit de energía y en el almacenamiento de excedentes de energía económica.

Las centrales térmicas comprenden las de vapor, que utilizan combustible residual (Búnker C); las de combustión interna, en las que se agrupan las de tipo diesel, y las turbinas a gas que generalmente consumen diesel. También se incluyen las geotermoeléctricas, que sólo operan en dos países, más bien por conveniencia de presentación. En resumen, en el bloque sur, la potencia efectiva alcanza tres cuartas partes de la potencia nominal; la correspondiente a las centrales de combustión interna supera ligeramente a las de vapor, y las geotérmicas representan un 10% del total.

En el bloque norte, la situación es aún más crítica. Los factores de planta para años medios y críticos serían de 52% y 43%, respectivamente frente al 56% del factor de carga del mercado. Es decir, la energía generable en años medios y críticos resulta insuficiente para afirmar la potencia efectiva de las centrales. Esto podría hacer crisis en su oportunidad, en función del crecimiento de las necesidades del mercado que en 1988 sólo ascendieron a tres cuartas partes de la potencia efectiva disponible.

La energía económica (hidro más geo) representa un 75% del total generable en año medio; se reduce a 70% en año crítico. Al igual que para el bloque sur, la relación entre energías generables media y crítica es de 1.3 a 1, que obedece a la variación en los caudales fluviales. La energía embalsable en las centrales hidro supera ligeramente los 1,300 GWh; por su tamaño relativamente reducido resulta insuficiente en los ámbitos nacionales correspondientes.

En las centrales térmicas, que incluyen las geotérmicas, la potencia efectiva sólo llega a 57% de la nominal. Por otra parte, predominan las de combustión interna (65%), cuya proliferación obedece seguramente a programas de adiciones de emergencia. (Véanse de nuevo los cuadros 26 a 28.)

#### b) Los sistemas nacionales

En el bloque sur sobresalen, en materia de instalaciones hidroeléctricas, Costa Rica y Honduras con un 65% del total como valor promedio, entre potencia efectiva y energía generable en año medio. Disponen, además, de embalses con la mayor capacidad de regulación de todo el Istmo que podrían aprovecharse a nivel regional. En 1988 dispusieron de 1,130 MW de potencia y de 5,850 GWh y 4,820 GWh de hidro en año medio y crítico, respectivamente. Las centrales térmicas desempeñaron, en ambos países, un papel secundario y significaron una proporción mínima (15%), como cifra ponderada entre potencia efectiva y nominal. Sin embargo, el sistema eléctrico hondureño, en función de las cifras conjuntas mencionadas, representa aproximadamente 60% del sistema costarricense.

El sistema eléctrico de Panamá podría generar el doble de energía que el de Nicaragua. En Panamá predominan las centrales hidro sobre las térmicas convencionales, con una relación de 70/30 en potencia efectiva que se convierte a 60/40 en potencia nominal; pueden generar 2,410 GWh en condiciones hidrológicas medias que se reducen 25% en año crítico. Las centrales térmicas convencionales comprenden las de vapor y las de combustión interna, con un significativo predominio de las últimas, tanto en potencia efectiva como nominal. En Nicaragua, la mayoría son térmicas convencionales, constituidas casi en su totalidad por centrales a vapor; adicionalmente, cuentan con la única central geotérmica del bloque sur. Las disponibilidades totales en 1988 ascendieron a 310 MW en potencia efectiva y 1,792 GWh y 1,642 GWh en años hidrológicos medio y crítico, respectivamente.

En el bloque norte, Guatemala y El Salvador representan alrededor del 30% de las disponibilidades de potencia y energía regional, con predominio de la generación económica. En 1988, la potencia efectiva representó 78% de la nominal en El Salvador y 75% en Guatemala. El primero, con aproximadamente 85% de potencia y energía hidro más geo, aventaja al segundo donde la proporción equivalente es de dos tercios. Las disponibilidades totales de energía económica son casi iguales entre los dos países, dado que la mayor energía generable hidro, en Guatemala, es compensada por la alta generación geotérmica de El Salvador. Guatemala dispone de unos 2,700 GWh y 2,330 GWh en años medio y crítico, respectivamente. Estos valores se reducen 16% y 22%, respectivamente para el caso de El Salvador. Las centrales hidro de ambos países se encuentran entre las menores y las medianas, con predominio de las segundas. La mayoría dispone de embalses medianos que la proveen de

regulación estacional y anual. La energía embalsable en El Salvador supera en 44% a la de Guatemala, y la de ambos países representa 40% de la energía hidro generable en un año hidrológico medio. Por otra parte, entre las centrales térmicas convencionales de ambos países predominan las de combustión interna sobre las de vapor. (Véanse los cuadros 29 a 40.)

#### 4. Consumo y consumidores

En todo el Istmo, las ventas o consumo crecieron a una tasa media anual de 4.5%, frente a 7.5% en el decenio anterior. También aumentaron algo menos que la demanda interna de generación, debido al fuerte incremento (33%) de las pérdidas de transmisión y distribución en el ámbito regional. En 1988, los consumos totales superaron los 10,520 GWh, de los cuales el uso residencial significó 37%, los consumos industriales se situaron en segundo lugar (27%) y a los comerciales les correspondió una quinta parte aproximadamente. Mención especial merece el consumo de las industrias, que sólo se incrementó 14% en el período analizado y cuya tasa anual media de crecimiento significó una quinta parte de la correspondiente a la de los años setenta. Esto refleja una situación de extrema gravedad para la región, cuyo origen reside en la crisis económica ya comentada. Por su parte, los consumidores, que en 1988 ascendieron a 2.52 millones, experimentaron crecimientos diferentes en relación con los varios tipos de consumo, en términos de tasas anuales medias de incremento: a) en el sector residencial, los consumos totales excedieron a los consumidores; ello indica que el mejor aprovechamiento eléctrico, a nivel familiar, superó la disminución normal derivada de una mayor cobertura geográfica y b) en el sector industrial los consumidores superaron a los consumos en una relación de tres a uno, como consecuencia sobre todo de la proliferación de industrias de menor tamaño. (Véase el cuadro 41.)

##### a) Los sistemas interconectados

En el bloque sur, en todos los grupos sectoriales considerados, las ventas evolucionaron con mayor dinamismo que para la totalidad del Istmo. En las ventas totales a 1988 se mantuvo la estructura regional entre los sectores residencial, comercial e industrial. Las tasas de crecimiento correspondientes a la industria fueron de 2.5% en comparación con las de la región de sólo 1.6%. Por su parte, en el sector residencial, el número de consumidores creció menos que los consumos, mientras que en los sectores comercial e industrial sucedió lo contrario. Por consiguiente, los consumos unitarios en el período 1980-1988 se incrementaron un poco en el sector residencial, mientras que en los sectores comercial e industrial disminuyeron, y de manera más drástica, en el último. En 1988, las ventas totales superaron los 7,280 GWh, y los consumidores excedieron de 1.4 millón.

En el bloque norte, las ventas totales evolucionaron de manera lenta a causa del estancamiento de los consumos industriales, cuyo crecimiento total en el período 1980-1988 fue inferior a 3%. En consecuencia, su participación relativa, que en el inicio del período fue mayoritaria (41%), se redujo a un tercio del total, quedando a la par con el sector residencial. El aumento de los consumidores, en términos de tasas anuales medias, fue ligeramente mayor en relación con el de los consumos totales, y más de ocho veces en el sector

industrial. Los consumos unitarios sufrieron sólo pequeños cambios en los sectores residencial y comercial; y una reducción de 16% en el sector industrial. En 1988 se vendieron unos 3,240 GWh y los consumidores superaron ligeramente el millón. (Véanse los cuadros 42 y 43.)

#### b) Los sistemas nacionales

El consumo eléctrico de Honduras, país identificado por sus requerimientos de mercado entre los de menor tamaño, tuvo el mayor dinamismo en el decenio de 1980; registró tasas anuales medias de crecimiento de 9%, como valor medio, para los sectores residencial y comercial y superiores a 13% en la clasificación "otros". En el campo industrial, la tasa se limitó a 2.7%, ligeramente superior a la del bloque sur. Esto motivó que su participación relativa, que era de la mitad al inicio de los años ochenta, descendiera 37% en 1988. La evolución de los consumidores fue bastante disímil con relación a los consumos totales; resultó ligeramente mayor en el sector residencial, debido a una mayor cobertura geográfica, un tercio más baja en el sector comercial y altamente negativa en la industria, por las razones ya comentadas. Para 1988, la estructura de las ventas totales (1,260 GWh) equivalió a casi un tercio para cada uno de los sectores residencial y comercial, y a un quinto para el industrial.

El mercado eléctrico nicaragüense evolucionó en la forma más lenta del Istmo en el período 1980-1988. Las ventas totales sólo crecieron a un ritmo medio anual de 2.5%. Ello fue consecuencia de una tasa de 6.1% en el sector residencial, una de 2.6% en el comercial, y de menos de 1% para el resto de los sectores. La estructura del consumo en 1988 fue muy particular; el 90% correspondió al conjunto de los sectores residencial, industrial y otros, en proporciones bastante similares. En materia de consumidores se observó un fuerte crecimiento en el subsector comercial, a una tasa media anual de 22%, que motivó la reducción a una cuarta parte del consumo por consumidor. Sin embargo, el valor resultante de unos 12,870 kWh por consumidor comercial ocupó el segundo lugar en el Istmo, después de Panamá, seguramente por el empleo de clima artificial en ambos países.

Los consumos totales de energía eléctrica en Costa Rica, el mayor mercado del Istmo, mantuvieron un ritmo de crecimiento de 5.8% muy superior al promedio regional. A ello contribuyeron, en mayor medida, los sectores comercial (8.4%) y el residencial (6.6%), que compensaron el comportamiento lento de la industria (2.7%), valores todos en términos de tasas medias anuales de crecimiento para el período 1980-1988. En la estructura de consumo para 1988 resalta, como caso único en el Istmo, la altísima participación de las ventas residenciales (47%). Los sectores comercial e industrial absorbieron cada uno aproximadamente una cuarta parte del total. Los consumidores sectoriales, a su vez, aumentaron a ritmos altos, sobresaliendo el sector industrial con casi 9%. Esto último, aunado al bajísimo incremento del consumo industrial, motivó una reducción drástica del consumo unitario correspondiente (-37%). Finalmente, en ese mismo año Costa Rica mantuvo el primer lugar en consumo unitario residencial, con 2,710 kWh.

Las ventas totales de electricidad de Panamá, el segundo mercado eléctrico del Istmo, evolucionaron de manera similar al promedio regional



(4.6%). Esto se logró mediante un crecimiento moderado del sector residencial (46%), y uno mayor del renglón otros (7%), que compensó los menores incrementos de los sectores comercial e industrial. La estructura del consumo en este país se diferencia del resto del Istmo Centroamericano; en 1988, la industria tuvo una participación minoritaria (12%) y los tres restantes, una casi equilibrada. Por otra parte, la industria presentó la tasa media anual de crecimiento más alta del Istmo (3.7%) en ventas totales, si bien el incremento de consumidores resultó bajo. En el lapso analizado, el total de consumidores aumentó menos que las ventas, y en mayor medida en los sectores residencial y comercial. En virtud del carácter terciario de su economía, Panamá presenta en este último renglón los mayores consumos unitarios del Istmo, con una relación de 2.4 a 1, con respecto al promedio regional.

En el bloque norte, las ventas totales de Guatemala se incrementaron a una tasa media anual 30% más baja que las del Istmo en su conjunto. La reducción aludida se debió al estancamiento del sector industrial y del rubro otros. Sin embargo, en materia de consumidores, todos los sectores registraron crecimientos altos. La estructura del consumo se distribuye, en términos generales, a razón de un tercio para cada uno de los sectores residencial e industrial y un quinto para el comercial.

Por último, el sistema eléctrico de El Salvador siguió una tendencia bastante similar a la del guatemalteco, con tasas de crecimiento por debajo del promedio regional y con un estancamiento en el sector industrial. La diferencia más significativa se observó en el renglón otros, que creció a una tasa media anual alta (6.4%). En número de consumidores, la evolución sectorial se mantuvo paralela a la de los consumos totales, con excepción del correspondiente a la industria, que fue de 4.4%. En 1988, los consumos de los sectores residencial e industrial representaron en cada caso casi un tercio del total; la diferencia se repartió entre los consumos comerciales y el rubro "otros" con una ligera ventaja para este último. En lo que concierne a los consumos unitarios, los del sector industrial son los más bajos del Istmo ya que se sitúan 35% por abajo del promedio regional. (Véanse los cuadros 44 a 48.)

#### c) Cobertura del servicio eléctrico

Para determinar la cobertura poblacional del servicio eléctrico, se comparó el número de familias estimadas en los censos de población con los consumidores eléctricos residenciales registrados. La proporción porcentual de habitantes, que cuentan con electricidad en sus viviendas, se incrementó en un 50% durante los últimos 10 años. Sin embargo, el déficit por cubrir en 1988 es todavía de un 54% de la población total, estimada en 27.4 millones de habitantes.

Los países con mayor cobertura, denominada también índice de electrificación, en 1988 fueron Costa Rica (87%) --que puede considerarse muy cerca del límite práctico-- y Panamá (60%). En un segundo grupo se situaron El Salvador (48%) y Nicaragua (44%) y, finalmente, los dos restantes se acercaron a un tercio de sus poblaciones totales. En general, los países con mayor población tienen los índices más bajos de electrificación; el menor

(31%) corresponde a Guatemala donde habita un tercio de la población del Istmo.

En síntesis, en 1988, pese a los avances realizados, 14.8 millones de personas no contaban con servicio eléctrico. Al respecto cabe mencionar que el acceso a la electricidad en la vivienda familiar se considera indispensable para el desarrollo sociocultural de las personas y, en consecuencia, se deberán realizar mayores esfuerzos para cubrir ese rezago. (Véase el cuadro 50).

#### IV. PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA Y OFERTA ELECTRICAS 1989-2000

##### 1. Proyecciones de la demanda

La proyección del mercado eléctrico parte de las disponibilidades de potencia y energía al inicio de 1988, año en el que la demanda regional fue de 2,400 MW de potencia máxima y de 12,640 GWh de energía anual. (Véase el cuadro 51.)

Se estima que los requerimientos futuros de potencia y energía a nivel regional crecerán a una tasa promedio anual de 6%. Esta tasa puede considerarse moderada si se le compara con la del decenio de 1970 (8%), pero optimista en relación con la de los años ochenta (5%). Estas proyecciones implican una generación adicional de unos 2,300 MW de potencia y unos 12,220 GWh de energía en el período 1989-2000, lo que significaría una duplicación de la demanda eléctrica en 1988.

Las diferencias por bloques son significativas. Las necesidades promedio de potencia y energía del bloque norte se prevé que habrán de incrementarse a un ritmo anual de 6.9%, en comparación con 5.6% en el bloque sur. Estos cálculos contrastan con la evolución del decenio de 1980, durante el cual los requerimientos de este último crecieron algo más que los del bloque norte. Por consiguiente, la demanda de potencia al año 2000 se duplicaría con creces en los dos países del norte y aumentaría 80% en los cuatro restantes.

En el ámbito nacional, el mayor incremento anual promedio de los requerimientos de potencia y energía corresponde a El Salvador (7.3%), y el menor a Nicaragua (4%). En orden descendente se ubican: Guatemala (6.6%), Costa Rica (6.1%), Honduras (5.9%) y Panamá (5.5%). En los años ochenta el mercado de mayor crecimiento correspondió a Honduras (7.8%) y el menos dinámico a Nicaragua (3.1%). (Véase el cuadro 52.)

##### 2. Programa de adiciones y retiros

Para abastecer las necesidades previstas, la región requiere contar con nuevas unidades generadoras. De acuerdo con lo programado, se harían adiciones netas por unos 2,750 MW de potencia en el período 1989-2000, que generarían 15,920 GWh en años hidrológicos medios y 14,300 GWh en críticos. El factor de planta para la totalidad de las adiciones sería de 66% en año hidrológico medio, con lo cual se cubriría el faltante de energía de 1988 y se equipararía el factor de planta de la oferta con el factor de carga de la demanda al año 2000. La relativa abundancia de energía en el programa de adiciones se apoyaría en numerosas centrales geotérmicas y térmicas convencionales a vapor, que normalmente funcionarían en la base. Las centrales hidro y geo tendrían una participación mayoritaria de potencia en los programas de adiciones (64%) a nivel regional, pero por bloques correspondería 73% al del norte y 58% al del sur.

En los programas de adición se incluyen retiros de unidades generadoras reportados por las empresas nacionales, así como de centrales térmicas convencionales que sobrepasen períodos de vida útil de 35 años para el caso

de las de tipo vapor y 25 años para las de combustión interna. También se consideró la reincorporación oportuna de la capacidad nominal y la energía generable de las centrales con potencia efectiva reducida, de acuerdo con las exigencias del mercado. En la clasificación de las plantas térmicas convencionales se consideraron sólo dos tipos: las tradicionales a vapor y las de combustión interna, que queman combustibles y comprenden las de tipo diesel normales y lentas, así como todas las turbinas que utilizan diesel o búnker y las de ciclo combinado. (Véase el cuadro 53.)

#### a) Los sistemas interconectados

En el bloque sur, las adiciones netas de generación muestran un factor de planta de conjunto de 70%, con base en el año hidrológico medio en el cual las centrales geotérmicas juegan un papel determinante. Ello se debe a la proliferación de centrales geotérmicas y de vapor con amplia disponibilidad de energía. Se contaría, así, con energía generable que permitiría garantizar, sin sobranes, toda la potencia efectiva en el año 2000, en un año hidrológico medio, y un 90% de ésta, en un año crítico. Este porcentaje se considera aceptable, en vista de que implica una reserva razonable de 10%.

Las adiciones de potencia y energía netas en el bloque norte en el año hidrológico medio muestran un factor de planta igual al de los requerimientos de su mercado al año 2000, que es de 60%. No se lograría entonces equiparar los requerimientos potencia/energía para fines de siglo en vista del bajo factor de planta (52%) de 1988. Esta situación se torna mucho más severa en el año hidrológico crítico, en el que se observa una reducción de 18% en términos de la potencia que se puede garantizar con la energía disponible para el año 2000. Las deficiencias mencionadas se podrían compensar con los excedentes de energía en el año hidrológico medio en el bloque sur. Esto sólo sería posible de completarse la interconexión entre ambos bloques en adición al efecto seguramente positivo de la diversidad en materia de coincidencia de períodos críticos, tanto de parte de la oferta como de la demanda, en un mismo bloque y entre ambos. (Véanse nuevamente los cuadros 52 y 53.)

#### b) Los sistemas nacionales

En el bloque sur, el programa de adiciones de centrales generadoras en Honduras se haría a base de turbinas (diesel y búnker), con la única excepción de una central hidro (Remolino) que iniciaría operaciones en el año 2000. Ese programa compensaría, al menos parcialmente, el bajo factor de planta en 1988 --39% en año hidrológico crítico--, en comparación con los requerimientos del mercado nacional, cuyo factor de carga resultó de 63%. Esta situación obedece, en parte, al hecho de que a las centrales nuevas de combustión interna se les asignó un factor de planta de 50%, límite susceptible de aumentarse en condiciones críticas no permanentes.

En Nicaragua el programa de adiciones se concentra en centrales geotérmicas que, dada su alta eficiencia energética, incrementarían considerablemente la proporción de energía económica de que se dispondría para abastecer el mercado interno. Además, contaría con energía térmica

excedente para afirmar capacidad hidráulica en las centrales de terceros países que lo requiriesen en periodos criticos.

En Costa Rica, dos tercios de las adiciones al parque de generación incluyen centrales hidro y geo, y el resto, térmicas a combustión interna. El factor de planta del nuevo paquete supera en forma importante al de fines de 1988, así como al requerido por el mercado nacional. De esta manera mejoraría la disponibilidad de energía, cuyo valor se acrecienta por ser ésta sobre todo económica. En cantidades globales, se adicionarían en el periodo 1989-2000, unos 740 MW, con unos 4,340 GWh, en un año hidrológico medio, que representan un factor de planta de 67%.

En Panamá, las adiciones futuras en generación serían hidrotérmicas, como en Costa Rica, pero con la diferencia de que la mayoría corresponderían a centrales térmicas. Incluirían una central a vapor de 150 MW, a base de carbón y otra de ciclo combinado (80 MW), ambas poco comunes en la región. El paquete para el periodo 1989-2000 tendría el factor de planta más alto de los de los cuatro países del bloque sur, con valores de 90% en año medio y 77% en año crítico. Ello contribuiría a cubrir el fuerte faltante de energía en el parque de generación panameño. Este, a fines de 1988, se caracterizaba por factores de planta de 53% en año medio y 44% en critico, frente a un mercado con el mayor factor de carga del Istmo, que ese año fue de 65%.

En síntesis, hay posibilidades de complementación entre los diversos países del bloque sur que en su caso, estarían condicionadas a los resultados de los balances internos de oferta y demanda.

En el bloque norte, el programa de adiciones de Guatemala incluye varias centrales hidro, con bajos factores de planta, complementadas con centrales de base geotérmicas y a vapor. Se obtendría así, en los once años proyectados, un factor de planta similar al factor de carga de su mercado interno. En números globales, se adicionaría en ese periodo un total de 430 MW, con energía generable de 2,050 GWh en año hidrológico medio.

El Salvador concentró su paquete de adiciones de generación en centrales geotérmicas de tamaños pequeño y mediano, un par de centrales a vapor de tamaño más bien pequeño para este tipo de centrales y una hidroeléctrica (El Tigre), de carácter internacional, en el año 2000. Con ello habrá una disponibilidad de energía adicional adecuada, con un factor de planta del conjunto de 64%. Este se compara favorablemente con los factores de planta del parque generacional, y el factor de carga del mercado a fines de 1988.

En conclusión, los países del bloque norte presentan una disponibilidad balanceada de energía para afirmar su potencia disponible en condiciones de año medio hidrológico. En condiciones de año crítico, habría, en ambos países, faltantes de energía; para cubrirlos, se podría recurrir a los excedentes de los países del bloque sur, una vez completada la interconexión de los dos bloques. (Véanse los cuadros 54 a 59.)

### 3. Balance de oferta y demanda

Los balances de oferta y demanda de energía eléctrica presentados desglosan la energía económica (hidro y geo) por su importancia en la región. También se analizan comparativamente los factores de planta de la oferta y los de carga de la demanda. Con base en dichos factores, se comenta la relación requerimientos-disponibilidades de energía para poder colocar en las curvas de carga correspondientes la potencia efectiva disponible. Al respecto cabe aclarar que los posibles déficit de energía no son necesariamente negativos desde un punto de vista económico-financiero. Sólo serían críticos cuando estén por agotarse las reservas de potencia efectiva total.

Los excedentes de energía económica resultantes --estimados sobre una base anual por simple diferencia entre oferta y demanda--, presentan sólo una aproximación de la realidad. En lo que concierne a los excedentes, existen dos posibilidades que tienen como base común las características operacionales de las centrales pertinentes, incluyendo, en las centrales hidro, la potencia que se deba producir para evitar derrames. En la primera, la totalidad de la energía económica generable se podría colocar en la curva de carga diaria, en cuyo caso la estimación anual de referencia sería correcta. En la segunda, por la reducida demanda de potencia en las horas de baja carga, no se podría colocar toda la energía económica disponible en la curva de carga mencionada. Esto ocurriría en la época de altos caudales en centrales hidro, con poca capacidad de regular embalses, y resultaría en mayores excedentes o faltantes que los presentados. Cuando los sistemas estén interconectados, los excedentes podrían, en condiciones apropiadas, enviarse a otros países para desplazar generación térmica convencional o para su "almacenamiento temporal" en embalses de gran capacidad de regulación.

Los balances permiten conocer con mayor detalle los márgenes operativos con que contarán los sistemas eléctricos nacionales, así como los bloques interconectados en condiciones normales y críticas. Esto sin considerar situaciones imprevistas, como serían: retraso en la entrada en operación de la capacidad generadora adicional; incremento mayor al estimado de los requerimientos del mercado; salida forzada de una central de generación o línea troncal de transmisión por daño o accidente, o una sequía de una duración más allá de lo considerado normal.

A nivel regional, de estar integrados los seis sistemas eléctricos nacionales del Istmo, se dispondría de una amplia reserva de potencia efectiva, con un valor mínimo de 24% de la demanda máxima no coincidente en 1998, igual a unos 1,020 MW, equivalentes a su vez al conjunto de varias de las mayores centrales en el Istmo. Por su parte, la capacidad disponible hidro y geo, en ningún año sería inferior a 84% de la demanda máxima anual. Asimismo, se dispondría de energía económica suficiente para cubrir cuando menos 82% (1989) de los requerimientos totales a lo largo del periodo considerado, con la consiguiente reducción de la generación térmica convencional. Sin embargo, las reservas de energía total en el año crítico estarían por debajo del 10%, límite inferior aceptable, durante el periodo 1996-1998. En años secos, habría que recurrir, por lo tanto, a un mayor uso de las plantas térmicas convencionales o al racionamiento de energía ya que, por tratarse del conjunto regional autónomo no se tendría acceso a transferencias de terceros países. Por otro lado, las energías generables serían insuficientes para colocar en la curva de carga del mercado la

totalidad de la potencia efectiva durante la mayor parte del período 1989-2000. La situación sería aún más grave en un año crítico. (Véase el cuadro 60.)

a) Los sistemas interconectados

El bloque sur muestra condiciones ligeramente más favorables que para la totalidad del Istmo y algo mejores en lo concerniente a la energía. La posible participación de la energía económica en la generación total sería, como mínimo, de 85%; ello en el supuesto de que la totalidad de esa energía se pueda colocar en las curvas de carga diarias correspondientes. En caso negativo, siempre quedaría el recurso de "almacenar" temporalmente excedentes horarios en los grandes embalses de Costa Rica (Arenal) y Honduras (El Cajón). Alternativamente, una vez integrado el conjunto regional, estos excedentes podrían abastecer los mercados del bloque norte, con la restricción de que se producen generalmente en la estación de lluvias, época en la que todos los sistemas eléctricos del Istmo están sobrecargados --sobre todo los de Guatemala y El Salvador-- por falta de embalses con gran capacidad de regulación. En el año 2000, el bloque sur tendría unos 2,750 MW y 14,820 GWh (año hidrológico medio) en centrales hidro y geo, montos que representan 90% de los requerimientos de mercado de dicho bloque.

Las disponibilidades de energía en el bloque sur, si bien bastan para cubrir los requerimientos de su mercado en un año de hidrología crítica, incluso con un margen de reserva aceptable, no alcanzarían para garantizar el 90% de la potencia efectiva requerido en dicho año, con excepción de los años 1998, 1999 y 2000. Esta limitación sólo resultaría crítica cuando la capacidad disponible se acercara a la demanda de potencia, situación que no se vislumbra en el período 1989-2000 ya que se dispondría de amplias reservas de potencia.

El bloque norte, al igual que para la totalidad del Istmo y para el bloque sur, tendría una amplia disponibilidad de potencia efectiva en los 11 años del período considerado. En materia de energía generable, la disponibilidad de energía económica sería relativamente alta, si bien algo menor que las comentadas, y llegaría a su nivel más bajo en 1994 (71%). Las reservas de energía total se mantendrían por debajo del 10%, casi durante todo el período 1989-2000.

Si bien las energías generables serían relativamente menores que en el bloque sur, alcanzarían para afirmar como mínimo un 90% de la potencia efectiva, sólo en años hidrológicos medios. Sería conveniente, por lo tanto, contar con el apoyo energético del bloque sur y una vez que los sistemas de ambos bloques estén interconectados.

La disponibilidad de potencia efectiva en hidro y geo --mayor que las demandas horarias fuera de pico--, y la insuficiencia de regulación en algunos de los embalses en los dos países del bloque en consideración, permitiría contar con excedentes que no aparecen en el cálculo anual simplista utilizado. Para determinarlos sería preciso llevar a cabo análisis mucho más detallados y complejos. Estos incluirían consideraciones adicionales sobre ocurrencia de caudales, características de los embalses y variaciones de las curvas de carga horaria en el año --en el ámbito de un

planeamiento operativo integral—, las cuales están fuera del alcance del presente documento. La justificación de la interconexión eléctrica entre Honduras y El Salvador se basa en la existencia de los excedentes mencionados y en su almacenamiento temporal en Honduras. El financiamiento de esa interconexión se está gestionando con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), sobre la base de fondos que otorgaría el Gobierno de México y que provendrían del Convenio de San José. (Véanse los cuadros 61 y 62).

#### b) Los sistemas nacionales

En el bloque sur, el balance de oferta-demanda de potencia y energía de Honduras indica márgenes de reserva considerables con respecto a la potencia efectiva. Por otro lado, la energía generable en año crítico presenta reservas inferiores a 10% durante todo el período e incluso faltantes en el lapso 1993-1996. Sin embargo, en años hidrológicos medios habría excedentes de energía hidro (El Cajón) que oscilarían entre 540 GWh en 1989 y 90 GWh en 1992, siendo éste uno de los dos países donde se producirían dichos excedentes. Dichos excedentes sólo se pueden valorizar plenamente mediante su exportación para desplazar generación térmica convencional, como ya se ha venido haciendo desde el inicio de operaciones del proyecto mencionado. Las energías generables en año medio podrían afirmar más de un 90% de la potencia efectiva, mientras que en año crítico se reduciría, llegando a valores mínimos de 65% a 70% en la primera mitad del período 1989-2000. (Véase el cuadro 63.)

El balance de Nicaragua muestra grandes reservas, tanto en potencia como en energía generable en año crítico, con valores porcentuales superiores al 32%. La considerable magnitud de energía obedece a la utilización masiva de centrales geotérmicas y térmicas convencionales a vapor que operarían normalmente en la base de la curva de carga. Como consecuencia de ello, y a diferencia del resto del Istmo, los factores de planta de la oferta, en años medio y crítico, resultarían casi iguales o mayores que los factores de carga del mercado, los cuales serían a su vez los segundos más altos del Istmo. Ello implicaría la existencia de excedentes por encima de la energía requerida para afirmar la potencia efectiva disponible, que podrían servir de apoyo a los países deficitarios en energía, que son la mayoría. (Véase el cuadro 64.)

El balance de requerimientos y disponibilidades de Costa Rica es positivo en términos generales, con márgenes superiores al 12% en capacidad efectiva de generación. En energía total en año crítico sucede igual, excepto por unas reservas más bajas en los años 1989-1990. El país dispondría de excedentes de energía económica exportables en años hidrológicos medios, cuya magnitud excedería de 1,620 GWh en el período 1989-2000. Estos, al igual que los del sistema eléctrico hondureño, podrían tener un alto valor potencial, puesto que con ellos sería posible cubrir requerimientos de punta de otros sistemas eléctricos. Esto en virtud de que ambos países disponen de gran capacidad de regulación en centrales hidroeléctricas, sobre todo en el caso del embalse de Arenal, en Costa Rica. De acuerdo con su gran mercado eléctrico, este país tendría mayores disponibilidades de potencia y energía hidro y geo, que en el año 2000 ascenderían a unos 1,250 MW en potencia efectiva y unos 6,950 GWh de energía generable en años hidrológicos medios. Las disponibilidades de energía en el



año crítico en el sistema costarricense permitirían afirmar, como mínimo, un 90% de la potencia efectiva disponible durante todo el período en consideración, y en años hidrológicos medios se tendría más energía de la requerida para colocar toda la potencia en la curva de carga. (Véase el cuadro 65.)

Panamá cuenta con el segundo sistema eléctrico del Istmo en tamaño. Su balance oferta-demanda es ampliamente positivo en potencia y negativo en energía. Los márgenes de reserva de energía eléctrica en año crítico se ubican por debajo del 10% entre 1994 y 1998, y nuevamente en el año 2000. La energía generable económica en año medio cubre en todo momento más de dos tercios del mercado nacional. Debido a su altísimo factor de carga, muy cercano al 66%, las disponibilidades de energía generable resultan en términos generales deficientes para afirmar la potencia efectiva. De hecho, en años hidrológicos medios, ello se lograría en más del 90% sólo durante la segunda mitad del período 1989-2000; en año crítico, el rango del valor porcentual de potencia afirmable sería de 67% a 82% en dicho período. (Véase el cuadro 66.)

En el balance demanda/oferta de electricidad de los países del bloque norte, Guatemala mantiene porcentajes muy altos de reserva de potencia efectiva a lo largo del período 1989-2000; éstos se inician en 56% y terminan en 19%. Las disponibilidades de energía en el año hidrológico crítico muestra también una tendencia decreciente, incluso con déficit en los últimos años del decenio de 1990, incluido un faltante máximo de unos 360 GWh en el año 2000, equivalente a 8% de los requerimientos del mercado. Sería ésta una situación grave debido a que los márgenes de reserva de energía inferiores a 10%, y los déficit mencionados, persistirían durante todo el período 1992-2000, lo que aumentaría muchísimo el riesgo de que dichos años coincidan con años de caudales mínimos. Como apoyo puntual, se podría contar con excedentes exportables de países circunvecinos que, para este tipo de situaciones, podrían provenir de centrales térmicas como alternativa al racionamiento del servicio eléctrico a nivel nacional. Las energías generables en Guatemala en años hidrológicos medios podrían asegurar un mínimo de 90% de las potencias efectivas en la mayor parte de los 11 años considerados. En cambio, en año crítico los valores variarían entre 74% y 87%, y los más altos corresponderían a los años intermedios. (Véase el cuadro 67.)

El sistema eléctrico salvadoreño presenta reservas adecuadas en potencia efectiva total. Sin embargo, los márgenes de reserva serían bajos y negativos en las disponibilidades de energía generable total en un año hidrológico crítico. La energía hidro y geo generable alcanzaría a cubrir en un alto porcentaje las necesidades del mercado nacional, con una participación igual o mayor a 79%. También cabría considerar los excedentes no cuantificados que se producirían por insuficiencia de capacidad de regulación en los embalses del Río Lempa. Una vez más, éstos podrían coincidir en el tiempo con los de Guatemala, en cuyo caso la alternativa sería "almacenarlos" en Honduras-Costa Rica, una vez que estuviesen integrados los bloques norte y sur. La relación oferta de energía-potencia efectiva resultaría más favorable que la de Guatemala. En años hidrológicos medios se podría afirmar un 90% de dicha potencia en la primera mitad del período 1989-2000 y casi la totalidad de ésta en la segunda mitad. En año crítico se limitaría a 90% de la potencia efectiva en el último quinquenio

del período mencionado. Esta situación podría facilitar el apoyo, en su oportunidad, al sistema de Guatemala que, como se explicó anteriormente, tendría mayores faltantes energéticos en relación con su potencia disponible. (Véase el cuadro 68.)

#### 4. Transferencias de energía eléctrica entre países

Uno de los temas de mayor importancia regional en el futuro previsible de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano es, sin lugar a dudas, el comportamiento de las transferencias de energía eléctrica entre países, tanto a nivel binacional como de los bloques norte y sur y también del conjunto regional una vez completada la integración de ambos bloques. Ello cobra cierto grado de urgencia si se considera la propuesta del Gobierno de España para construir, en el corto plazo, una línea troncal a una tensión de 500 kV a lo largo de todo el Istmo. Ello en vista de que la entrada en operación de esta última dependerá, en buena medida, de los períodos en que los flujos de potencia y energía justifiquen las considerables inversiones requeridas para el nuevo interconector propuesto.

En la región, sólo dos países tendrían excedentes durante parte del período 1989-2000. Honduras contaría con un total de unos 1,310 GWh en 1989-1992, que irían de más a menos en el tiempo. En Costa Rica, la disponibilidad de excedentes sería mucho más favorable, dado que se repartiría a lo largo de todo el período y alcanzaría un total de 1,620 GWh.

Existirían además en el Istmo otro tipo de excedentes de energía hidro que se producirían cuando la potencia disponible en períodos de altos caudales fuese superior a los requerimientos de la curva de carga en horas fuera de pico. Estos podrían ocurrir en algunas centrales con embalses relativamente pequeños de Panamá, Costa Rica, El Salvador y Guatemala, países en los que la potencia efectiva en centrales de generación económica representa además un alto porcentaje de las demandas de potencia de sus respectivos mercados. Sobre dicho tipo de excedentes, la única información cuantitativa disponible son las estimaciones elaboradas por la CEL en 1988,<sup>2/</sup> como parte de un estudio de factibilidad de la Interconexión Honduras-El Salvador. Este indica que habría excedentes de energía turbinable que no se podrían colocar en la curva de carga del sistema nacional; iniciarían con 520 GWh en 1991 y disminuirían a 250 GWh en el año 2000. Sin embargo, éstos tendrían que reducirse dado que fueron estimados con base en proyecciones de demanda significativamente menores que las actuales.

Una primera estimación de todos los excedentes antes mencionados se obtendría complementándolos con los previstos para otros países, con base en las estadísticas de transferencias internacionales. La estimación abarcaría el período 1992-2000, lapso en el que se podría contar, bajo un supuesto optimista, con una interconexión regional reforzada y ampliada. Se obtendría así una cifra global de 3,000 a 5,000 GWh equivalente a unos 500 GWh por año,

---

2/ Interconexión eléctrica Honduras-El Salvador. Ingeniería, inversiones y evaluación económica, Superintendencia de Programas y Proyectos, División de INVERCEL, marzo de 1988.

en promedio. Sobre la base de un costo de 4.5 centavos de dólar por KWh (tomando como referencia combustible para generación térmica a razón de 20 dólares por barril), se obtendría un beneficio anual de 22.5 millones de dólares. Esta suma daría la pauta de la magnitud de las inversiones que se justificaría realizar en nuevas interconexiones de alcance regional. (Véanse de nuevo los cuadros 63 a 68).

## V. LA COOPERACION EXTERNA

### 1. Proyectos en proceso

En las páginas siguientes se presentan los proyectos específicos que se encuentran en proceso, siguiendo el orden cronológico de sus gestiones iniciales.

#### a) Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA)

El PARSEICA es un proyecto de asistencia técnica dirigido a las seis empresas nacionales de electrificación de América Central y financiado con fondos no reembolsables del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Cubría originalmente toda una gama de trabajos tanto de planificación, como de operación de sistemas eléctricos, cuyas actividades principales incluían: i) transferencia a las empresas mencionadas, de la metodología de planificación utilizada en el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica (ERICA); ii) mejoramiento de la operación de los sistemas eléctricos nacionales y subregionales; iii) actualización de las normas eléctricas centroamericanas; iv) evaluación de la conveniencia de realizar pruebas de equipos y materiales eléctricos a nivel regional, y v) integración de la planificación eléctrica con la correspondiente del sector energético.

En una segunda etapa, el proyecto se concentra casi a la fase operativa de los sistemas eléctricos, pero se amplió su cobertura en planeamiento operativo. Las principales actividades a realizar incluyen: cursos de análisis de sistemas de potencia y en planeamiento de sistemas interconectados hidrotérmicos con multiembalses; estudios de seguridad operativa incluyendo adaptación y montaje en los países participantes de un modelo Simulador de Sistemas de la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) de México; estudios de planeamiento operativo con base en programas interactivos especialmente adaptados a las condiciones de los países de la región, incluyendo el montaje respectivo y, finalmente, evaluación de aspectos reglamentario-administrativos en materia de operación, control y mantenimiento de los sistemas eléctricos de las empresas involucradas.

El PARSEICA sufrió también modificaciones importantes en su estructura administrativa que afectaron fundamentalmente la participación institucional en la fase ejecutiva final. Inicialmente se previó que su ejecución estaría a cargo de la Subsele en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en su calidad de organismo pionero del proyecto, en asociación estrecha con el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Posteriormente, se decidió que esta función la ejerciera una de las empresas nacionales de electrificación beneficiarias del proyecto; la designación recayó en el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Los cambios anteriores, en conjunción con otras modificaciones y con los procesos burocráticos de gestión y aprobación a varios niveles, tanto de las empresas participantes como del BID, tuvieron un largo período de maduración. Este duró unos cinco años desde sus inicios a finales de 1983, hasta principios de

1989 cuando el ICE y el BID firmaron el Convenio sobre Cooperación Técnica no Reembolsable, contenido en el documento ATN SF-3184-RE.

El presupuesto total del proyecto, para una duración estimada de 30 meses, es de 3.3 millones de dólares. De esa suma, el BID contribuirá 2.25 millones de dólares, el ICE, en su calidad de agencia ejecutora, 720,000 dólares y el resto de las empresas participantes, 630,000 dólares.

Para el desarrollo normal y ordenado del PARSEICA se han requerido varios acuerdos o convenios complementarios. Por una parte, acuerdos entre el ICE y cada una de las otras cinco empresas eléctricas participantes, cuya finalidad básica es formalizar las participaciones relativas de los contratantes --personal, apoyo logístico, acuerdos con terceros--, así como el monto financiero de dichas participaciones. Por la otra, varios convenios para concretar la importante colaboración que la C.F.E. de México proporcionará a las empresas de electrificación beneficiarias del proyecto como sigue: i) seis convenios, uno con cada empresa nacional cubriendo aportaciones técnico-metodológicas, de personal y logísticas, y ii) un convenio específico entre el ICE, en su calidad de agencia ejecutora y la C.F.E. como empresa suministradora de servicios técnicos especializados, detallando dichos servicios y los compromisos financieros correspondientes.

Al presente, el PARSEICA dispone ya de una unidad ejecutora integrada por un director técnico y personal de apoyo en funciones, la cual cuenta con oficinas independientes debidamente instaladas. En lo que concierne a las actividades técnicas, se han logrado los siguientes avances: La CEPAL transfirió a la sede del proyecto documentos básicos del mismo sobre términos de referencia, plan de trabajo y base de datos; se completó la preselección de firmas consultoras para el componente sobre planeamiento operativo; se acordó en principio el modus operandi de la amplia participación de la C.F.E. de México en el proyecto, y se seleccionaron los coordinadores para los cursos de seguridad operativa. Las actividades en las que colaborará la C.F.E. son: mejoras al Simulador Interactivo de Sistemas de Potencia (SISP) que será transferido a las empresas participantes; determinación de parámetros de reguladores de voltaje y velocidad en las principales unidades generadoras de cada país, y apoyo para los cursos sobre seguridad operativa a realizarse en instalaciones especializadas de la propia Comisión.

Cabe mencionar que el apoyo de la CEPAL al PARSEICA se ha mantenido en forma ininterrumpida desde su concepción original hasta el presente. Luego de los trabajos de elaboración, modificaciones y perfeccionamiento del proyecto original, la CEPAL ha participado en la elaboración de términos de referencia, coordinación con la C.F.E., selección de candidatos para trabajos clave del proyecto y asesoría general a todas las partes interesadas. Con miras a formalizar y asegurar la continuidad de ese apoyo, el ICE, por intermedio del coordinador general designado por dicha institución para el proyecto, solicitó en fecha reciente que la CEPAL continuara brindando su acostumbrada colaboración al subsector eléctrico regional, apoyando la ejecución del PARSEICA, en especial en: asesoría a la Dirección Técnica; reforzamiento y participación en las actividades de capacitación y coordinación-seguimiento de la participación de la C.F.E. antes mencionada.

El PARSEICA representa, sin duda alguna, uno de los proyectos de mayor importancia para las empresas eléctricas de la región centroamericana, sobre

todo en las circunstancias actuales de escasez de fondos. Se concentra en la capacitación de alto nivel del recurso más valioso con que cuenta el subsector eléctrico, que es el humano, incluso, se le dotará de herramientas metodológicas modernas debidamente adaptadas a las condiciones especiales de los sistemas eléctricos del Istmo. Ello redundará en el uso más eficiente tanto de las instalaciones como de los insumos utilizados para la generación de la energía eléctrica, con el consiguiente incremento en los rendimientos unitarios y en la rentabilidad de las inversiones ya realizadas.

Además, al elevar el nivel de los profesionales locales, se lograrán mejores soluciones a los problemas técnicos que se presenten, ya que podrán ser evaluados por profesionales locales, debidamente capacitados y que los conocen a fondo, por manejarlos a diario. Esto redundará también en ahorros significativos en divisas al evitar altos costos en la contratación de personal foráneo especializado para realizar esas tareas. Al respecto, sería muy recomendable que el proyecto se ampliara en la fase de planificación, con el fin de que incluya la expansión de los sistemas eléctricos, como estaba previsto en su versión original.

#### b) Sistema de Interconexión de los Países de América Central (SIPAC)

El proyecto SIPAC se originó en una propuesta del Gobierno de España formulada en 1987 en apoyo a la integración eléctrica del Istmo Centroamericano y como parte de las actividades para conmemorar en 1992 el quinto centenario del descubrimiento de América. Se fundamenta en una línea de transmisión de alta tensión a 500 kV, de unos 1,700 km de longitud, con sus correspondientes subestaciones y demás obras complementarias, que integrarían los sistemas eléctricos principales del Istmo, a un costo estimado de unos 500 millones de dólares. La propuesta fue presentada inicialmente a las representaciones diplomáticas de los seis países de América Central en España. Las gestiones y seguimiento pertinentes han estado a cargo de la Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (ENDESA) de España y de las seis empresas nacionales de electrificación del Istmo Centroamericano.

La obra propuesta, a primera vista atractiva, presenta problemas técnicos especializados y costos financieros considerables, así como aspectos institucionales-legales complejos en lo concerniente al manejo conjunto de un sistema interconectado de los seis países. Todo ello en contraposición con el incipiente desarrollo de las interconexiones eléctricas existentes en la región y, de manera especial, con la evolución de los acuerdos binacionales y multinacionales para la coordinación y operación conjunta, en su caso, de dichas interconexiones. Con el fin de buscar posibles soluciones a los planteamientos anteriores, tanto los promotores de la línea troncal, como las empresas eléctricas que serían afectadas por ella, han llevado a cabo diversas actividades.

Las acciones promovidas por la ENDESA, con la debida participación de las empresas eléctricas centroamericanas, comprenden varios estudios, en su mayoría técnicos, reuniones en España y en el Istmo y la elaboración de protocolos de acuerdos según los avances realizados. En el primer semestre de 1988 se elaboraron estudios de factibilidad económica cuyos resultados indican que la rentabilidad del proyecto depende, en buena medida, del grado

en que se logren mancomunar los esfuerzos de las empresas interconectadas en la planificación de la expansión de sus sistemas de generación, así como de su explotación. Luego se formularon criterios básicos de diseño de la línea de transmisión y subestaciones por un grupo interempresarial de trabajo ad hoc, los cuales fueron utilizados por la ENDESA para elaborar un anteproyecto. Este incluyó definición de instalaciones, especificaciones de construcción y estimaciones más precisas de costos. También se realizaron estudios sobre alternativas de operación coordinada y sobre ventajas comparativas entre la tensión propuesta de 500 kV y otras menores. Por último se plantearon variantes en relación con la propiedad y el manejo o gestión de la interconexión propuesta.

En forma paralela a esos estudios, la ENDESA y las máximas autoridades de las empresas eléctricas centroamericanas han suscrito cinco protocolos sobre los temas siguientes: Estudio de Factibilidad por la Secretaría Ejecutiva (ENDESA) y un Grupo de Coordinadores Centroamericanos, en octubre de 1987; Aprobación de Estudios y Solicitud de Financiamiento al Gobierno Español, en julio de 1988; Comisión de Seguimiento y Estudio de Gestión y Propiedad del Proyecto, en marzo de 1989; Comisión Internacional de Gestión y Estudios Técnicos Complementarios, en abril de 1989; Vista de la Comisión Interministerial Española al Istmo, creación de la sociedad anónima SIPACSA que tendría a su cargo la gestión del proyecto, y borrador del Convenio de Interconexión Regional formulado por el CEAC en julio de 1989.

Las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano han realizado además, diversas investigaciones, consultas técnicas y reuniones a distintos niveles con miras a ponderar las implicaciones del proyecto propuesto. Estas últimas incluyen: aspectos técnicos directamente relacionados con la operación a 500 kV; análisis comparativo con tensiones menores contempladas en estudios previos; factibilidad financiera en vista de la baja rentabilidad de la alternativa de operación, con autonomía de los sistemas nacionales, considerada la más viable al presente. Los planteamientos anteriores han sido discutidos en forma amplia sobre todo a los niveles técnicos de las oficinas a cargo de la planificación y operación de las empresas. También se han considerado en reuniones de los grupos de trabajo tradicionales que tienen a su cargo el seguimiento de las interconexiones como es el Grupo Regional de Interconexión Eléctrica (GRIE), cuya secretaría está a cargo de la Subsele de la CEPAL en México. Al respecto, a solicitud de las empresas interesadas, dicha secretaría ha participado en varias reuniones y ha elaborado estudios sobre algunos de esos planteamientos.

Para terminar, se formulan algunas consideraciones finales, mencionando en primer lugar los aspectos positivos del proyecto SIPAC. La idea de integrar los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano es una meta largamente acariciada por la región y merece apoyo irrestricto; el financiamiento externo, como sería el caso de la propuesta española para la concreción de la interconexión mencionada, conviene ser considerado; la existencia de una línea troncal de interconexión con capacidad de transferir potencias propiciaría el desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos existentes, con los beneficios consiguientes. Sin embargo, las áreas problemáticas de la propuesta son: la rentabilidad (TIR) estimada por la ENDESA es de sólo 2.3% para la alternativa donde los países mantienen inalterados sus planes nacionales de expansión, única modalidad de operación aceptada hasta el presente; las estimaciones preliminares sobre posibles

transferencias de energía eléctrica entre países, comentadas en el capítulo anterior, no justificarían grandes inversiones en una interconexión regional a corto plazo; existen criterios muy diversos sobre la conveniencia y viabilidad técnica y financiera de operar a 500 kV en las actuales circunstancias de crisis económica generalizada. Lo anterior hace más difícil mantener la fecha límite en consideración, para que el proyecto coincida con el quinto centenario aludido. En adición, está el hecho de que el proyecto sólo sería viable con la participación de los seis países, condición que dada la presente coyuntura política regional, dificulta el logro de los consensos requeridos en aspectos técnicos, financieros e institucionales-legales, entre otros.

c) Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA)

El DIEICA es un proyecto subsidiario del PEC, el cual es un plan de amplia cobertura multisectorial aprobado por las Naciones Unidas a principios de 1988, con el propósito de obtener apoyo económico masivo especial de parte de la comunidad internacional en favor de los cinco países de Centroamérica. Todo ello con miras a reactivar las deprimidas economías centroamericanas e impulsar un desarrollo socioeconómico sostenido que garantice una paz duradera para la región, como un seguimiento apropiado a los acuerdos de la reunión de presidentes centroamericanos conocida como ESQUIPULAS II.

El PEC financiado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) incluye los siguientes componentes: i) Programa de Emergencia; ii) Programa de Acción Inmediata, y iii) Programa de Reactivación Económica y Desarrollo Social. El subsector eléctrico al que se refiere este documento se encuentra incluido en los programas i) y iii) bajo la denominación genérica de sector energético.<sup>3/</sup> Inicialmente se le asignaron 170 millones de dólares al Programa de Emergencia y 66 millones al de Reactivación Económica y Desarrollo Social. Los fondos denominados de emergencia se estimaron para cubrir básicamente los requerimientos de combustibles derivados del petróleo que precisarían las cinco empresas eléctricas centroamericanas para generar electricidad en el bienio 1988-1989, en el que se preveía una sequía generalizada. No se logró concretar el apoyo financiero indicado por diversas razones, entre ellas: porque los gastos para combustible se consideran desembolsos corrientes de las empresas eléctricas y porque los embalses de las centrales hidroeléctricas se llenaron en la estación lluviosa de 1988, lo que significó una reducción importante en costos de combustibles. La segunda partida antes mencionada, que luego se incrementó en gran medida, ha sido objeto de amplia consideración e implicó el establecimiento de un proyecto especial denominado DIEICA para su mejor definición y manejo apropiado.

El DIEICA comprende dos fases e incluye a Panamá, el sexto país del Istmo Centroamericano, que no está considerado en el PEC. La adición de este país en el subsector eléctrico, aparte de otras consideraciones más

---

3/ Véase, Nota del Secretario General, La situación en Centroamérica: Amenazas a la paz y seguridad internacional e iniciativas de paz (programas especiales de asistencia económica) (A/42/204), 26 de abril de 1988.



generales, se justifica por estar interconectado eléctricamente con los tres países al norte y por formar parte de los varios grupos de trabajo de dicho subsector, como el Subcomité de Electrificación y el GRIE. Tanto el Banco Mundial, como la CEPAL apoyaron la inclusión de Panamá, fundamentalmente por las razones mencionadas.

La Fase I del DIEICA contó con el subproyecto CAM/89/011. Este se inició a principios de 1989, teniendo como organismo ejecutor al Banco Mundial en asociación con la CEPAL. Por parte de los gobiernos del Istmo Centroamericano intervinieron las empresas eléctricas nacionales, y se dispuso de una asignación presupuestaria de 115,000 dólares. Sus principales actividades incluyeron: elaborar una metodología para evaluar y establecer criterios de selección, de proyectos de corta duración a ser incluidos en el catálogo pertinente; revisar, actualizar, asignar prioridades y elaborar fichas de proyecto con base en los proyectos seleccionados previamente por las empresas eléctricas con el apoyo de la CEPAL; recolectar información técnico-financiera, y estimar el posible cofinanciamiento de los países a los proyectos.

Los resultados de esta fase, que cubren todas las actividades antes mencionadas, se incluyen en un documento que comprende dos volúmenes. <sup>4/</sup> En el primero, además de consideraciones generales sobre la región y sobre los proyectos, se explican los criterios utilizados en la asignación de montos de inversión por país, así como en la evaluación y definición de prioridades de proyectos. Al final se concluye que casi todos los proyectos presentados por las empresas son prioritarios y urgentes. Sin embargo, un número importante de ellos no cuenta con estudios suficientes para cuantificar los beneficios económicos y por ende, su factibilidad. Se recomienda en esos casos, asistencia técnica no reembolsable para llevar a cabo los estudios.

El segundo volumen consta de seis documentos, uno por país, donde se presentan los perfiles individuales (fichas) de cada proyecto incluido en el catálogo regional. Los requerimientos de financiamiento externo para los seis países suman 230 millones de dólares que representan el 80% de la inversión total requerida. Las mayores aportaciones corresponden a Panamá y El Salvador, que en conjunto concentran casi un 60% del total, la menor a Costa Rica que representa poco más de 5%. Los proyectos se han clasificado en: urgentes con tasas de rentabilidad TIR de 15% o superior; prioritarios con TIR de 10% o más, y de segunda prioridad con rentabilidades inferiores a 10%. Del total de proyectos, casi la mitad corresponde a la primera clasificación y un tercio al segundo grupo. Cabe subrayar que el proyecto ejecutado conjuntamente por el Banco Mundial y la CEPAL sólo pretende cubrir la presentación adecuada de las mejores posibilidades de inversión a corto plazo en el sector eléctrico de cada país. Es preciso aún obtener el apoyo financiero de la comunidad internacional, para lo cual el PEC contempla la realización de reuniones con gobiernos e instituciones cooperantes, de las cuales ya se llevó a cabo un primer encuentro de carácter formal.

---

<sup>4/</sup> Véase, Banco Mundial, Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA)-FASE I, "Catálogo de proyectos de inversión para el corto plazo", Informe final sobre la fase I del proyecto y Fichas de perfiles de proyectos de cada país, vol. II.

La segunda parte del proyecto, denominada DIEICA FASE II, se encuentra en proceso de gestión y formalización. Al respecto, se concluyó un primer documento <sup>5/</sup> y su costo se estimó en 205,000 dólares. Al igual que en la Fase I, su ejecución estaría a cargo del Banco Mundial en asociación con la CEPAL; los organismos ejecutores de los gobiernos serían las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano. El objetivo básico de esta segunda fase es fortalecer el desarrollo institucional de las empresas y propiciar una mayor integración de los sistemas eléctricos. A dichos fines, las principales actividades incluirían: análisis de los marcos jurídicos e institucionales, con miras a su homogeneización; determinación de las posibilidades para mejorar los métodos y procedimientos de planificación, operación, distribución, ingeniería, construcción, finanzas y área comercial; seminario sobre situación financiero-institucional, así como sobre problemas de operación de los sistemas eléctricos y necesidades de reforzamiento de las interconexiones existentes. Los resultados se plasmarían en recomendaciones sobre decisiones por tomar y acciones a ejecutar y en perfiles de proyectos de asistencia técnica, cuando éstos se requieran para lograr los resultados deseados.

d) Otros proyectos de cooperación externa

Existen varias actividades adicionales de apoyo técnico-financiero a las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano. Sin embargo, en vista de la escasa información disponible, se presentan sólo unos breves comentarios.

En materia de proyectos cabe mencionar el apoyo que el Gobierno de los Estados Unidos de América brinda a través de su Agencia Internacional para el Desarrollo (AID), en asociación con el Laboratorio Los Alamos, y que empezó a principios de la presente década. Se inició con la creación de una base de datos económico-energética que incluía transferencia metodológica, donación de equipo de computación y montaje del modelo respectivo. Se constituyó así la base de datos en cinco de los seis países (Nicaragua fue excluida) y en la Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica (SIECA), en su calidad de organismo regional de contraparte. Asimismo, se realizó un estudio para evaluar un sitio con potencial geotérmico en Honduras. También, en etapas posteriores, se han realizado seminarios para divulgar metodologías relacionadas con el sector energético, en asociación con el Instituto Centroamericano de Administración de Empresas (INCAE), establecido en Costa Rica.

Otro proyecto que se encuentra en proceso de formalización es el de apoyo técnico-financiero que brindaron los países nórdicos al subsector eléctrico del Istmo Centroamericano y que concretarían el CEAC y NORDEL, que es el grupo coordinador de las principales empresas eléctricas de los países nórdicos. Dicho apoyo, al menos en una primera etapa, se concentraría en los sistemas de comunicación de que disponen las empresas eléctricas centroamericanas, algunos de los cuales hacen uso de las redes de

---

<sup>5/</sup> Véase, Banco Mundial, Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA)-FASE II, "Documento de Proyecto" (CAM/89/015/1/16/42).

transmisión, tema que ha alcanzado un alto grado de desarrollo en los países aludidos.

## 2. Colaboración técnica

### a) Los organismos internacionales y regionales

Durante varios decenios, la CEPAL ha brindado apoyo constante al subsector eléctrico del Istmo Centroamericano. Se reseñarán a continuación sólo las actividades más recientes. Dicho apoyo se formaliza institucionalmente por intermedio del Subcomité Centroamericano de Electrificación, organismo subsidiario del Comité de Cooperación Económica (CCE) que fue creado por mandatos expresos de dichos países para impulsar la integración regional y está integrado por los ministros de economía de los países de América Central. El subcomité eléctrico, integrado a su vez por las más altas autoridades ejecutivas de las empresas nacionales de electrificación, ha creado grupos de trabajo especializados que operan en función de las directrices que le asigna dicho subcomité. De estos últimos, el GRIE, formado por los gerentes de planificación y operación de las empresas aludidas, se encuentra en una fase muy activa. La CEPAL, por mandato constitutivo, tiene a su cargo la Secretaría del CCE, así como la de sus organismos subsidiarios incluidos los concernientes al subsector eléctrico. Sus actividades para este subsector, que le son encomendadas por los gobiernos, incluyen la elaboración de estudios técnicos, asesoría de confianza y prestación de servicios de tipo administrativo y técnico para la preparación y realización de reuniones y acuerdos tomados en ellas.

Entre las actividades específicas de apoyo que la CEPAL brinda a las principales empresas del subsector eléctrico regional, destaca la elaboración-gestión del PARSEICA reseñado en el punto anterior. Conviene mencionar también una variedad de trabajos denominados "apoyos puntuales" donde grupos de profesionales de las empresas aludidas vienen a México a analizar diversos problemas, sobre todo de carácter operacional de sus sistemas eléctricos y utilizan metodologías y herramientas especializadas en los centros de cómputo de la C.F.E., bajo la dirección del experto regional de la CEPAL para el subsector eléctrico. Cabe destacar que mediante este modus operandi se logra capacitar en el trabajo a los profesionales centroamericanos; obtener mejores soluciones a los problemas de sus sistemas eléctricos con la participación de los técnicos que los conocen a fondo, y obtener ahorros significativos en consultoría de alto costo. Asimismo, y de manera similar al PARSEICA, la Secretaría ha venido apoyando y trabajando mancomunadamente con el PNUD y el Banco Mundial en el proyecto PEC-DIEICA ya comentado.

En el pasado reciente la CEPAL convocó y atendió dos reuniones del Subcomité Eléctrico (en febrero de 1987 en México y en marzo de 1989 en Guatemala), y tres reuniones del GRIE (en febrero de 1988 en El Salvador, en marzo de 1989 en Guatemala y en diciembre de 1989 en Panamá), en las cuales se dio seguimiento tanto a los proyectos urgentes antes mencionados como a los trabajos encomendados a esa secretaría. Finalmente, cabe mencionar que la CEPAL ha venido actuando como vínculo y gestor intermediario en gran parte de las solicitudes de cooperación externa que las empresas eléctricas hacen a

terceros, incluyendo organismos regionales, gobiernos y empresas homólogas, entre otros.

Las empresas nacionales de electrificación también reciben colaboración permanente en la solución de problemas específicos de varios organismos internacionales y regionales. Si bien no se dispuso de información completa al respecto, conviene mencionar algunos de los organismos que al presente realizan actividades en apoyo de las empresas del subsector eléctrico en el Istmo: a nivel de la subregión, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y la Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica del Istmo Centroamericano (SIECA), en el ámbito latinoamericano, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el BID, la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) y el Instituto de Economía Energética de Bariloche, Argentina, y en el internacional, al Banco Mundial.

b) Empresas homólogas y organismos de cooperación binacional

Entre la colaboración reciente que reciben las seis empresas nacionales de electrificación del Istmo Centroamericano de empresas homólogas de terceros países, destaca la que brinda la C.F.E. de México. Se han formalizado acuerdos generales con la C.F.E. sobre apoyo mutuo cubriendo todo el ámbito del subsector eléctrico, con mayor énfasis en favor de las empresas centroamericanas en vista de que éstas disponen de menores recursos. Entre los principales apoyos que la C.F.E. ha suministrado o está por brindar se encuentran: el técnico-logístico en los "estudios puntuales" que realizan los profesionales centroamericanos en las instalaciones de la C.F.E. ya mencionadas; investigaciones y análisis técnico-especializados que expertos de la C.F.E. han realizado sobre problemas específicos en los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano; amplia colaboración y apoyo en la elaboración y ejecución del PARSEICA.

Entre la colaboración recibida de empresas similares de terceros países se tiene noticia de que la Compañía Eléctrica de Taiwan apoyó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras, la empresa eléctrica de Suecia al Instituto Nicaragüense de Energía, la Electricité de France y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) de Chile y Electrobras de Brasil a varias empresas del Istmo.

En relación con estas dos últimas, la empresa chilena organizó un seminario sobre planeamiento operativo como actividad de entrenamiento preliminar en el tema, que es uno de los componentes principales del PARSEICA. Por su parte, Electrobras presta apoyo técnico a varias de las empresas eléctricas de la región en la aplicación de modelos sobre planificación de adiciones de generación.

Finalmente, varios de los organismos de cooperación binacional prestan colaboración al subsector eléctrico de América Central. Entre ellos se encuentran: ROCAP-AID de los Estados Unidos, CIDA de Canadá, GTZ de Alemania Occidental y NORDEL de los países escandinavos.

### 3. Perspectivas a corto plazo

Si bien resulta difícil prever acontecimientos futuros en la región, sobre todo en el tema de la cooperación externa que en ocasiones resulta seriamente afectada y condicionada por factores no técnicos, se comentan brevemente algunas perspectivas de la cooperación externa.

#### a) Proyectos

En el campo de los proyectos se estima que el PARSEICA, ya plenamente formalizado y con los recursos pertinentes, puede cumplir con su programa de trabajo dentro del calendario previsto. Entre los beneficios que éste aportará, conviene señalar la capacitación de alto nivel a profesionales centroamericanos clave, así como la dotación de herramientas metodológicas especializadas en los campos de seguridad operativa y planeamiento operativo. Estos permitirán elevar de manera significativa la eficiencia en el manejo de los sistemas eléctricos nacionales e interconectados con el consiguiente mejoramiento en el uso racional e integral de los recursos energéticos y de la infraestructura básica de generación-transmisión.

El proyecto SIPAC, promovido por el Gobierno de España, presenta dos facetas. Por una parte, se han logrado grandes avances en una serie de estudios y, en particular, en acuerdos de alto nivel para seguir adelante con los trámites y estudios pertinentes dentro de un calendario que requiere de realizaciones concretas a corto plazo. Por la otra, prevalecen dos situaciones que en alguna medida parecen condicionar la posible realización de las obras de interconexión propuestas, al menos en el corto plazo. La primera es la definición de los términos financieros de los cuales algunas empresas participantes opinan que depende la factibilidad del proyecto, sobre todo ante la crisis económica generalizada por la que atraviesa la región al presente. La segunda, la constituyen los varios cuestionamientos que se han hecho a la utilización de la tensión de 500 kV en el corto y en el mediano plazo a causa de problemas técnicos y debido a los volúmenes reducidos de las transferencias de energía y potencia previstas para el decenio de 1990, antes comentados.

El PEC-DIEICA, orientado como el PARSEICA a resolver problemas prioritarios para asegurar la más alta rentabilidad posible de las inversiones existentes o en proceso de realización, se prevé que se desarrolle en forma normal y oportuna. Cabe mencionar, sin embargo, que a pesar de que se tienen asegurados los recursos para el seguimiento eficiente del proyecto gestor, la realización de las obras físicas está condicionada, por una parte, a la obtención oportuna de importantes recursos financieros de la comunidad internacional y, por la otra, a factores no técnicos donde las relaciones políticas entre países juegan un papel determinante. Por su parte, las fases de reordenamiento institucional-legal-empresarial que comprende el DIEICA II deberán compaginarse con las políticas sectoriales y nacionales de cada uno de los países involucrados. Se estima, sin embargo, que se logrará superar satisfactoriamente los obstáculos mencionados entre otros y se obtendrán resultados positivos en el corto plazo.

b) Colaboración técnica

La colaboración de los organismos regionales e internacionales se estima continuará su ritmo normal con altibajos según las circunstancias y condiciones que se presenten. Sin embargo, merece consideración especial el apoyo amplio e intenso que ha venido prestando, en forma permanente, la CEPAL, en su carácter de secretaria del Subcomité Centroamericano de Electrificación, en vista de la reciente formalización del CEAC.

Ambos organismos cuentan con una directiva común constituida por las máximas autoridades de las seis empresas nacionales de electrificación del Istmo Centroamericano; sus diferencias se encuentran básicamente en los recursos humanos y de otra índole, asignados a realizar los trabajos técnicos y a otras actividades subsidiarias. Visto el caso de manera simplista, se llegaría a la conclusión de que existe una duplicación, al menos en el aspecto institucional. Sin embargo, la situación es diferente si se observa desde un punto de vista más pragmático, o sea, en términos de los trabajos por hacer y de los recursos de que se dispone para realizarlos, así como en función de las experiencias obtenidas del cumplimiento de los programas de actividades acordados para ambos organismos.

También es preciso tener presente que el objetivo fundamental de estos organismos es producir los resultados requeridos en su oportunidad y que éstos dependen, en última instancia, de los recursos con que se cuente. Sin entrar en mayores consideraciones ampliamente conocidas y considerando que los recursos combinados del Subcomité y del CEAC son insuficientes para la urgente labor que tiene por delante el subsector eléctrico del Istmo, pareciera recomendable, al menos para el corto y mediano plazo, las siguientes directrices: asignar personal de alto nivel a tiempo completo a la dirección del CEAC; integrar y asignar prioridades a los programas de trabajo del SCERH y el CEAC; asignar la realización de actividades y trabajos técnicos de acuerdo con la idoneidad de los profesionales y técnicos disponibles en ambos organismos en su oportunidad. En el período interino, realizar un mayor número de reuniones conjuntas teniendo presente que la colaboración de la CEPAL es para apoyar al subsector eléctrico del Istmo Centroamericano en la medida que lo necesite y que así lo soliciten los países.

En lo que concierne a la colaboración de empresas homólogas, se prevé que continuará y habrá de intensificarse el apoyo de la C.F.E. hacia las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, sobre todo en relación con el desarrollo del PARSEICA. Además, la C.F.E. recientemente ha expresado el deseo de formar parte de los países cooperantes para el financiamiento de proyectos específicos contemplados en el PEC-DIEICA. Finalmente, la colaboración de otras empresas, así como de organismos binacionales de asistencia técnica, se seguirá fomentando y canalizando de acuerdo con las necesidades de las empresas eléctricas centroamericanas y las afinidades entre las partes interesadas.

1

2

3

4

